

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.378
8 de diciembre de 1992

ORIGINAL: ESPAÑOL

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

C E P A L

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**EL SUBSECTOR ELECTRICO DEL ISTMO CENTROAMERICANO:
DIAGNOSTICO, PERSPECTIVAS Y PROPUESTAS**

"Documento Sectorial de Energía Eléctrica" elaborado para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en el marco del Programa de Apoyo al Desarrollo y la Integración de Centroamérica (PRADIC).

INDICE

	<u>Página</u>
I. EVOLUCION ECONOMICA RECIENTE EN EL ISTMO CENTROAMERICANO	1
II. EVOLUCION Y PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO	9
1. Organización institucional	9
a) Costa Rica	11
b) El Salvador	12
c) Guatemala	13
d) Honduras	14
e) Nicaragua	15
f) Panamá	16
2. Evolución del subsector y situación actual del balance oferta-demanda	17
a) Período 1950-1970	17
b) Período 1971-1985	18
c) Período 1986-1991	19
3. Perspectivas y planes de expansión	20
a) Pronóstico de demanda	20
b) Programas de equipamiento	21
c) Las inversiones en el subsector eléctrico	26
4. Interrelación entre los hidrocarburos y la energía eléctrica	28
a) Uso creciente de hidrocarburos en el subsector eléctrico	28
b) Los precios de los hidrocarburos	30
III. VENTAJAS DE LA INTEGRACION ELECTRICA	51
1. Los beneficios de las interconexiones	51
a) Diferimiento de obras	51
b) Intercambios de energía económica	52
c) Almacenamiento de agua	52

	<u>Página</u>
d) Aprovechamiento de las diversidades	52
e) Apoyo en emergencias	52
f) Apoyo ante catástrofes	52
2. Antecedentes de la integración eléctrica en el Istmo Centroamericano	53
3. Las interconexiones subregionales	54
4. Justificación para profundizar la integración del subsector eléctrico de América Central	56
5. Las perspectivas de la integración del subsector	58
6. Descripción de los proyectos de integración en ejecución o bajo consideración	60
a) El Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA)	60
b) El Sistema de Interconexión para los países de América Central (SIPAC)	60
c) La interconexión eléctrica entre El Salvador y Honduras	60
d) La interconexión eléctrica entre Guatemala y México	61
e) El estudio de prefactibilidad del G-3	61
f) El proyecto hidroeléctrico Boruca de Costa Rica (1,500 MW)	61
g) Proyectos de cooperación técnica CEAC-NORDEL	61
h) La fase II del proyecto: Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA II)	62
i) El proyecto sobre administración de la demanda y ahorro de energía CEAC-OLADE con apoyo de la CEE	62
j) Proyecto Energético del Istmo Centroamericano- Comisión de las Comunidades Europeas (PEICEE)	62

	<u>Página</u>
IV. LOS PROBLEMAS PRINCIPALES QUE AQUEJAN AL SUBSECTOR ELECTRICO DE AMERICA CENTRAL	65
V. ESTRATEGIAS Y COOPERACION TECNICA QUE SE PROPONEN PARA IMPULSAR LA INTEGRACION ELECTRICA	67
1. Estrategia para el corto plazo (1993-1995)	67
2. Estrategia para el mediano plazo (1996-2000)	69
3. Estrategias para el largo plazo (2001-2010)	69

1. EVOLUCION ECONOMICA RECIENTE EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Durante cerca de tres decenios, en particular en el período 1960-1975, los cinco países de Centroamérica (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras y Nicaragua) experimentaron, en conjunto, un crecimiento económico significativo, impulsado sobre todo por el sector exportador tradicional y por la integración económica regional. En el marco de esta última hubo un notable desarrollo industrial que incrementó la producción de bienes de consumo. En los años ochenta esta tendencia se interrumpió de manera drástica y las economías centroamericanas empezaron a padecer los efectos de una crisis que ha deteriorado sus condiciones económicas, políticas y sociales.

Por su parte, la actividad económica en Panamá evolucionó de manera muy dinámica en el decenio de los setenta, si bien perdió cierto ritmo en los ochenta. Este comportamiento se apoyó principalmente en la expansión de los servicios internacionales prestados y en el dinamismo del sector de la construcción. Esta situación se revirtió en los años 1987-1990, debido a la profunda crisis política y económica enfrentada por ese país.

La situación del sector externo de la mayoría de estas economías siguió siendo particularmente desfavorable. Si bien el flujo de ahorro externo hacia el área muestra todavía un valor positivo, ha ido menguando en forma progresiva y su composición ha variado en gran medida. De recursos externos provenientes de la inversión extranjera directa y préstamos de organismos multilaterales cambió a transferencias, tanto oficiales como privadas, que en buena proporción se destinan a actividades no productivas.

En el último quinquenio, en varios países de la región se establecieron políticas de ajuste y estabilización, que han conducido a la adopción de medidas para racionalizar la actividad pública y la aplicación de políticas monetarias restrictivas, acciones cuya intensidad varía de país a país.

Externamente, los impactos de mayor consecuencia han sido la gradual disminución de los precios internacionales de los principales productos de exportación y las dificultades de acceso al mercado internacional de capitales, a causa de la crisis de la deuda externa de la región. Internamente, el agravamiento de los desequilibrios macroeconómicos y la distorsión de las estructuras comerciales han aumentado la vulnerabilidad de las economías centroamericanas frente a los factores externos y han inhibido sus capacidades de adaptación a las nuevas situaciones. Por otra parte, las tensiones políticas y sociales, ocasionadas por los conflictos armados en El Salvador

y Nicaragua, han provocado graves pérdidas de capital humano y físico, lo que ha colaborado fuertemente al deterioro experimentado por estos países en la última década.

Esta situación ha generado marcados retrocesos en la mayoría de los indicadores sociales y económicos, graves déficit en los sectores públicos, grandes desequilibrios en las balanzas de pago e importantes debilitamientos de las principales instituciones financieras de la región. Las características de esta crisis económica han forzado a las agencias internacionales de crédito, así como a los propios entes centroamericanos, a reevaluar sus políticas económicas y programas de asistencia, orientándolos fundamentalmente a finalidades de estabilización y ajustes macroeconómicos.

Un rápido análisis del comportamiento de los indicadores económicos de la región durante la década 1980-1990 muestra que, mientras la población aumentó a una tasa anual de 2.65%, el producto interno bruto (PIB), en términos corrientes, prácticamente se mantuvo constante, dando por resultado un incremento en el nivel de pobreza de los países. (Véase el gráfico 1.) ^{1/} La disminución del PIB por habitante ha sido general en la subregión.

Las exportaciones de la subregión, sin incluir Panamá, sólo se incrementaron de 5,581 a 5,972 millones de dólares, entre 1980 y 1991 (cifras a precios constantes de 1980), observándose el mayor crecimiento en Costa Rica. Honduras registró un pequeño incremento y los demás países tuvieron decrecimientos. (Véase el gráfico 2.)

La deuda externa de la subregión, sin incluir Panamá, ha crecido en el mismo período de 7,362 a 21,610 millones de dólares provocando un aumento de 1.03 a 3.6 en la relación deuda externa/exportación anual. (Véase el gráfico 3.)

Panamá, en el período 1980-1991, incrementó sus exportaciones de 3,373 a 5,291 millones de dólares. La deuda externa, se elevó de 2,210 a 3,921 millones de dólares, con lo cual la relación deuda externa/exportaciones aumentó de 0.65 a 0.74. (Véase de nuevo el gráfico 3.)

Durante 1991, la evolución económica de los países centroamericanos, en general, mostró mejoras en el manejo macroeconómico, en especial en el ámbito fiscal, monetario y financiero. El éxito en la reducción del déficit fiscal, la marcada desaceleración de la inflación y los menores desequilibrios externos son las principales manifestaciones de una mejor eficiencia en la política económica.

^{1/} Los gráficos y cuadros se incluyen al final del capítulo en que se citan por primera vez.

Para el caso específico de Panamá, la recuperación de su economía se intensificó durante 1991, aproximándose la actividad económica a los niveles previos a la crisis político-institucional de 1989.

Gráfico 1

Istmo Centroamericano: PIB y Consumo de Energía Eléctrica por Habitante.

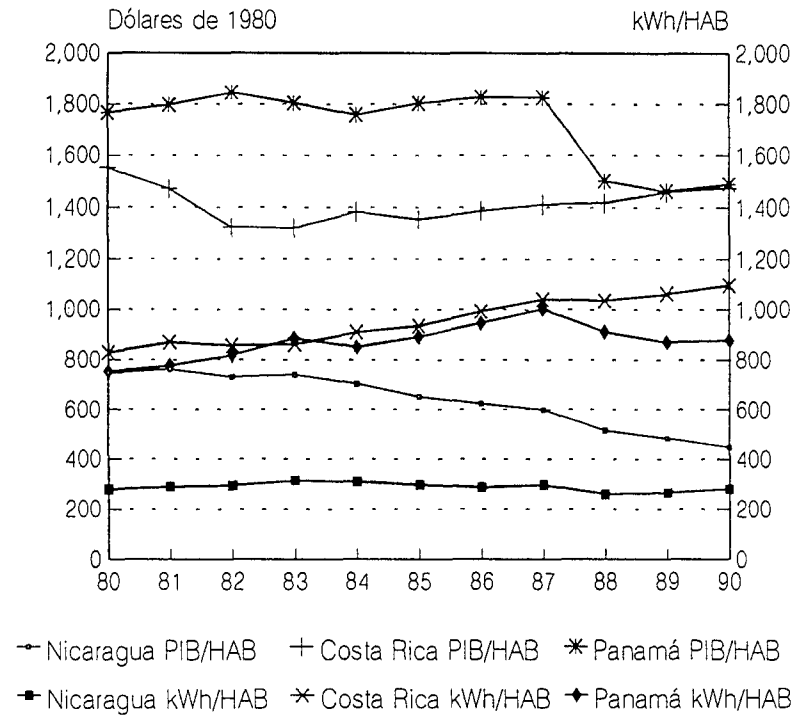
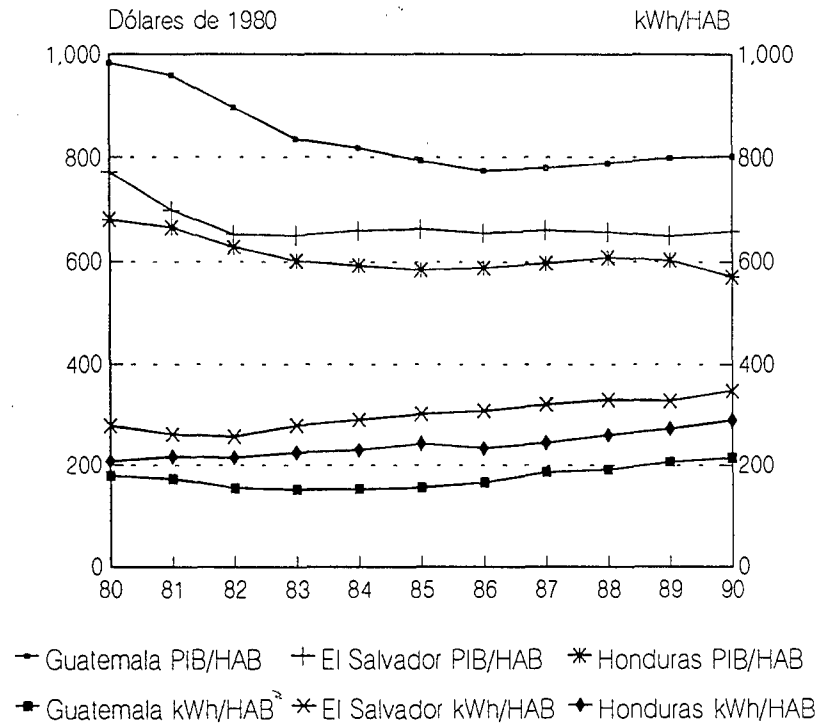
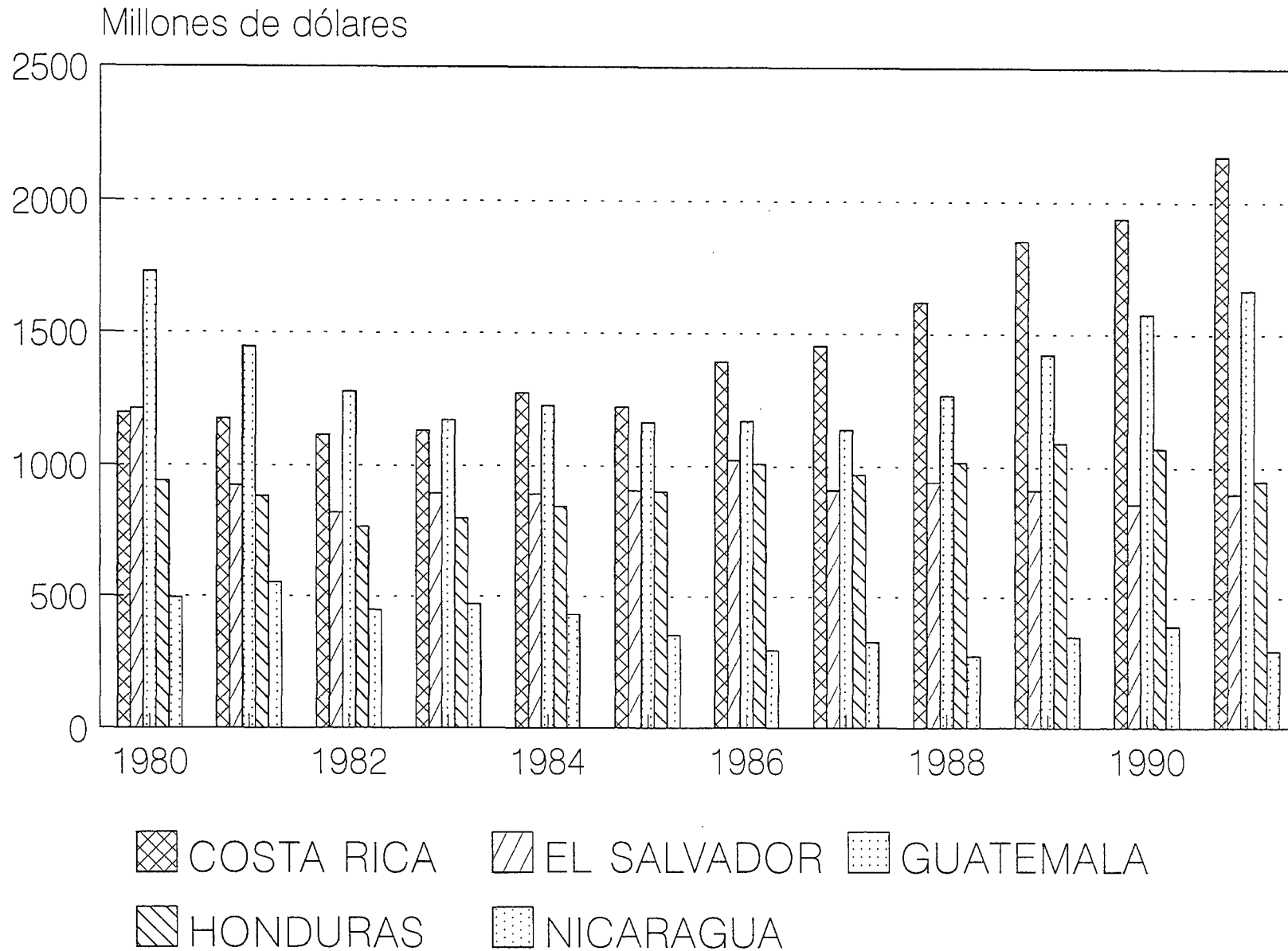
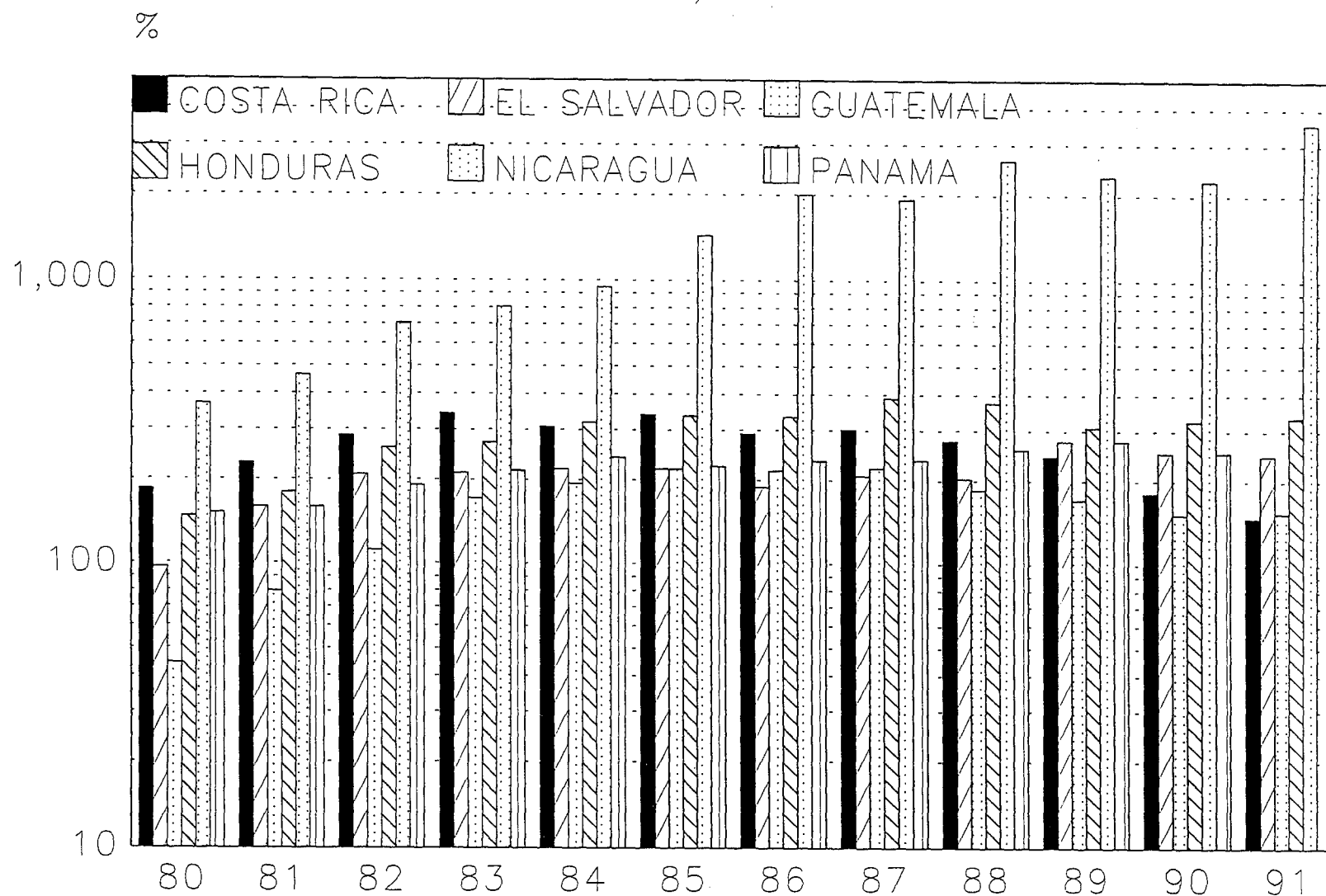


Gráfico 2 CENTROAMERICA: EXPORTACIONES FOB



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 3
ISTMO CENTROAMERICANO
DEUDA EXTERNA/EXPORTACION



Fuente: Cepal, sobre la base de cifras oficiales.

II. EVOLUCION Y PERSPECTIVAS DEL SUBSECTOR ELECTRICO

En este capítulo se presenta un panorama global del subsector eléctrico centroamericano, su evolución y perspectivas; se incluyen aspectos relacionados con la organización actual del subsector y se analizan los planes de equipamiento de la generación.

1. Organización institucional

El subsector eléctrico del Istmo Centroamericano está formado, en cada país, por organismos nacionales semiautónomos encargados del desarrollo de la electrificación, y por empresas distribuidoras --generalmente de tipo mixto o municipales--, algunas de las cuales participan en menor proporción en la generación de energía.

Los organismos nacionales son: el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), en Costa Rica; la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), en El Salvador; el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), en Guatemala; la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), en Honduras; el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), en Nicaragua, y el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), en Panamá.

Generalmente, estas empresas son regidas por una junta o consejo directivo, cuyo presidente en algunos casos tiene funciones ejecutivas, con una dirección o gerencia a cargo del manejo técnico y administrativo de la institución, y dependencias que atienden las diferentes funciones, básicamente planificación y desarrollo, construcción, operación, administración y finanzas. Organizativamente dependen en línea directa, en la mayoría de los casos, del Ministerio de Energía del respectivo país.

En los casos de Honduras, Nicaragua y Panamá, el subsector eléctrico está prácticamente en su totalidad en manos de las respectivas empresas nacionales. En Costa Rica, la distribución en el área central del país la efectúa la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), cuyas acciones, casi en su mayoría, pertenecen al ICE. En El Salvador funcionan ocho compañías distribuidoras, la mayor de las cuales es la que atiende el área metropolitana: la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS). En Guatemala, la distribución en el área central la realiza la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA) --sociedad anónima cuyas acciones pertenecen mayoritariamente (más del 90 %) al INDE--, que opera, además, una planta térmica importante.

Con excepción de Costa Rica, no existe un organismo regulador del servicio en cuanto a políticas de precios, concesiones y control de calidad. En el caso de Honduras, la reciente creación de la Comisión Nacional de Energía 2/ permitirá en un futuro cercano contar con un marco regulatorio adecuado para el desarrollo del sector energético.

Los organismos nacionales de electrificación tanto elaboran y proponen las tarifas para su aprobación por los organismos competentes del poder ejecutivo, como someten a aprobación los presupuestos ordinarios y los planes de inversión; asimismo, en algunos casos están sujetos a otro tipo de regulaciones sobre el servicio eléctrico. Lo anterior limita en gran medida la autonomía de las empresas y es la causa principal que no les ha permitido realizar los ajustes, reestructuraciones y cambios para funcionar con eficiencia.

Por otro lado, las graves convulsiones políticas y sociales que han afectado a la mayor parte de los países de la región impactaron negativamente al subsector, principalmente en lo que respecta a la carencia o no continuidad de objetivos y políticas de desarrollo, con lo cual la administración de las empresas eléctricas del Istmo Centroamericano (EEICA) generalmente fue enfocada a resolver problemas coyunturales y de corto plazo.

Como consecuencia de lo anterior, la mayoría de las EEICA presentan, en algún grado, los siguientes problemas mayores:

- a) Gestión débil e ineficiente (exceso de personal, continuos cambios en los cuadros superiores y medios, problemas burocráticos, etcétera), y
- b) Problemas financieros al no ajustar las tarifas de acuerdo con los costos económicos, tanto para financiar el desarrollo como para sufragar los costos de operación.

Casi en todos los países se han desarrollado acciones para reestructurar los subsectores eléctricos respectivos, en función de lo cual se están estudiando y reformando los marcos regulatorios y legales existentes.

A continuación se hace un breve análisis sobre la organización de los subsectores eléctricos en cada país.

2/ La Comisión Nacional de Energía de Honduras fue creada según Decreto Ejecutivo 21-92, del 11 de junio de 1992, y tiene entre sus funciones dictar las normas regulatorias para garantizar el funcionamiento eficiente del sector energía.

a) **Costa Rica**

El servicio de energía eléctrica en Costa Rica es prestado por ocho empresas; la principal es el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), que efectúa casi la totalidad de la generación del país, la transmisión de la energía hacia los centros de consumo y la distribución en algunas regiones. Existen siete empresas dedicadas a la distribución de la energía: la Compañía Nacional de Luz y Fuerza (CNLF), encargada de distribuir en la región central del país (San José, Heredia y Alajuela, principalmente), dos empresas municipales y cuatro cooperativas de electrificación rural.

Las actividades de regulación del servicio eléctrico se iniciaron en 1929, con la creación del Servicio Nacional de Electricidad (SNE), organismo que en un comienzo estuvo dedicado a apoyar la nacionalización de las empresas eléctricas. Posteriormente ha fungido como ente regulador; el SNE autoriza las tarifas para la energía eléctrica y los hidrocarburos. Las primeras sobre la base del costo económico más una utilidad para el desarrollo del subsector. El SNE también ejerce algunas funciones de protección al consumidor. Existe un proyecto de ley para crear la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP), con lo cual la función reguladora pasaría a depender del poder Legislativo en lugar del Ejecutivo. La integración de la ARESEP ha sido apoyada por el Banco Mundial. La Dirección Sectorial de Energía (DSE), adscrita al Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (MIRENEM), realiza la planificación global del sector energía. La estructura actual ha permitido una relativamente adecuada separación de funciones regulatorias y empresariales.

Adicionalmente a la prestación del servicio de energía eléctrica, el ICE es responsable de todo el sistema de telecomunicaciones del país, con algunos servicios directos y otros a través de su filial, Radiográfica Costarricense S. A. (RACSA).

Se reconoce en el ICE una estructura administrativa adecuada y cuadros altamente capacitados en los distintos niveles, situación que le ha permitido funcionar con índices aceptables de eficiencia; sin embargo, el desempeño del ICE en su conjunto presenta ciertos problemas. Se tiene conocimiento de que las actividades de telecomunicaciones resultan subsidiando a las de electricidad.

En la actualidad se está impulsando cierta participación del sector privado en la generación de la energía eléctrica. En 1990 fue aprobada la ley para la "generación autónoma o paralela", la cual permite al sector privado desarrollar proyectos hidroeléctricos o de fuentes no convencionales de capacidad no mayor que 20 MW, y vender excedentes de energía al ICE. Esta ley contempla,

como restricción, que la capacidad instalada por todos los autoprodutores y cogeneradores no supere el 15% del total instalado en el país.

Existe gran interés por este proceso; sin embargo, para lograr una mayor participación del sector privado es necesario buscar fuentes y formas adecuadas para la financiación, especialmente en proyectos que requieren inversiones más significativas.

b) El Salvador

El subsector eléctrico salvadoreño está constituido por la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), institución encargada principalmente de la generación y transmisión de energía eléctrica en todo el país, y de la distribución en algunas regiones. Existen varias empresas distribuidoras; la principal es la Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS).

Aunque El Salvador cuenta con una legislación para el subsector eléctrico, establecida con bastante claridad desde hace ya varias décadas, es necesario revisarla y adecuarla a las circunstancias actuales, con objeto de permitir un desempeño eficiente del subsector. Al igual que en otras empresas eléctricas del Istmo, el comportamiento financiero de la CEL ha mostrado un considerable deterioro, el cual es más acentuado en esta empresa, ya que la infraestructura eléctrica, especialmente la red de transmisión, fue un blanco militar durante el pasado conflicto bélico.

En adición al gran esfuerzo que se necesita hacer para subsanar el retraso en los planes de expansión, se deben hacer fuertes inversiones para rehabilitar los sistemas de transmisión y subtransmisión dañados. También es necesario efectuar remodelaciones y ampliaciones mayores en los sistemas de distribución, especialmente en las áreas que con anterioridad eran servidas por concesionarios, cuyos contratos expiraron durante la pasada década.

Se observa un amplio consenso en cuanto a que el tema más urgente de abordar y definir en el subsector es la problemática jurídica e institucional. Precisamente, dentro del Proyecto de Asistencia Técnica para el subsector eléctrico, financiado por el Banco Mundial, se está desarrollando un "Estudio del marco legal, institucional y regulatorio", el cual permitirá orientar a las autoridades del país sobre las medidas para conformar y regular un subsector eléctrico eficiente. Como consecuencia de las acciones recomendadas por este estudio, se espera resolver en el corto plazo los problemas relacionados con los aspectos puramente legales así como los institucionales y regulatorios de nivel amplio.

Se han tomado algunas medidas para impulsar la participación de la iniciativa privada (IP). Algunas actividades industriales y agroindustriales, particularmente las de los ingenios azucareros, ofrecen amplias posibilidades de aprovechamiento energético; sin embargo, el principal obstáculo sigue siendo la cuestión institucional. La implantación de este tipo de proyectos requiere definir y establecer todas las reglas específicas necesarias. Por último, se está elaborando un estudio, con financiamiento del BID, para evaluar el potencial de cogeneración.

c) Guatemala

El subsector eléctrico guatemalteco está conformado principalmente por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y la Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA). El primero genera y transmite la energía en todo el país, además de distribuirla en el interior de la República. La segunda actúa como una sociedad anónima en la cual el accionista mayoritario es el Estado, realiza la distribución en el área metropolitana y la región central (departamentos de Escuintla, Guatemala y Sacatepéquez) y opera una central térmica de importancia en esa región. Once empresas eléctricas municipales y una privada cumplen el papel de empresas distribuidoras en varias ciudades y poblaciones del interior del país, la mayoría operan en forma interconectada. Aunque el Ministerio de Energía y Minas (MEM) es el responsable de dictar la política energética del país, ejerce funciones regulatorias débiles en el subsector eléctrico.

La Constitución de Guatemala no regula la forma de propiedad y organización del servicio eléctrico. Hasta hace algunos meses, la única ley sobre la materia se refería a la de creación del INDE, incluidas sus reformas. Ese instituto se vincula con el gobierno central a través del Ministerio de Energía y Minas (MEM). Recientemente fue aprobada una ley sobre la participación privada en la prestación del servicio de electricidad (generación, transmisión y distribución) y a la potestad de las instituciones públicas para vender o arrendar sus activos y efectuar concesiones a terceros.

El INDE ha ejercido la coordinación y la regulación del sector, incluida la fijación formal de las tarifas, aunque para esta última actividad el poder ejecutivo, por medio de los Ministerios de Energía y Finanzas, juega un papel decisivo.

Existe un amplio consenso, tanto en el gobierno como en el interior del INDE, en cuanto al carácter de los problemas institucionales de que adolece el subsector eléctrico, así como de la

necesidad de una reestructuración. Se señala la desconcentración y regionalización de las actividades del INDE como la parte inicial de un proceso que puede llegar a ser más profundo, hasta la creación de empresas independientes, con participación de accionistas públicos y privados.

En el área financiera, ha comenzado un plan de rehabilitación y saneamiento, que tiene por objetivo poner en marcha un cuadro tarifario basado en costos marginales y una política de disminución del programa de inversiones del INDE y apertura a la participación privada.

Ya hay una definición o algún grado de avance en la participación de la IP para los siguientes proyectos:

i) Contratos de generación con empresas privadas. Se ha firmado un contrato para el suministro de 100 MW con la Compañía ENRON, proyecto que entrará en operación en diciembre de 1992. Aunque la principal justificación de este contrato es el suministro de energía a una nueva industria, el INDE tendrá que absorber parte de esa energía a un costo no necesariamente menor que sus valores actuales de producción.

ii) Cogeneración. La EEGSA tiene contratos de cogeneración con varios ingenios, lo que ha permitido aprovechar excedentes de energía durante el período de la zafra.

Se encuentra en estudio una oferta, presentada por un grupo de ingenios, para incorporar, en forma gradual, hasta 164 MW en 3 años. Se ha recibido asesoría sobre este tema, especialmente por parte de la Agencia Internacional de los Estados Unidos para el Desarrollo (AID).

iii) Construcción y explotación de proyectos. El INDE y el BID están reformulando el proyecto geotérmico Zunil, de forma que pueda ser ejecutado con participación de la iniciativa privada.

El INDE ha firmado cartas de intención con empresas privadas, para el desarrollo de tres proyectos hidroeléctricos.

d) Honduras

El subsector eléctrico está conformado por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), que cumple con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en todo el país.

La ENEE adolece de graves problemas y con ella todo el servicio eléctrico del país. Al igual que en otros países del Istmo Centroamericano, ya están llevando a cabo acciones tendientes a la reorganización del subsector.

El sistema eléctrico hondureño se rige fundamentalmente por la ley constitutiva de la ENEE, la cual permite el funcionamiento de otras empresas, incluso privadas, aunque éstas en la actualidad no existen, lo que convierte a la ENEE en un monopolio estatal de hecho, con una estructura de organización vertical. No obstante, es preciso señalar que recientemente se han contratado con la iniciativa privada algunos servicios; entre ellos las lecturas y facturación del suministro eléctrico a los consumidores.

La misma ley, luego de definir las atribuciones de la empresa, indica que estas funciones deberán ser ejercidas de acuerdo con las disposiciones reguladoras de la Comisión Nacional de Energía, organismo que fue recientemente creado y que tendrá entre sus principales atribuciones la definición de los marcos regulatorios para la marcha eficiente del sector energético.

Con el objetivo de lograr que el subsector eléctrico contribuya a los programas de ajuste macroeconómico del gobierno y deje de gravitar desfavorablemente en la balanza de pagos --en la cual la deuda de la ENEE representa el 35% de la deuda externa del país--, el Gobierno de Honduras adquirió, a principios de 1992, préstamos con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y el Banco Mundial (BIRF), por montos de 105 millones y 50 millones de dólares, respectivamente, destinados para ajuste estructural e inversiones. La elaboración de un marco adecuado para el funcionamiento del sector energía, por medio de la Comisión Nacional de Energía, y la creación de la Comisión Nacional Supervisora de Servicios Públicos (CNSPP), encargada de todos los aspectos relacionados con la regulación y control del servicio, son compromisos adquiridos por el gobierno hondureño dentro de los convenios de préstamo antes mencionados.

Con apoyo del BID, la ENEE recientemente contrató a la compañía brasileña Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMG) para que los asesore en la reestructuración del subsector eléctrico.

e) Nicaragua

El subsector eléctrico de Nicaragua está integrado por el Instituto Nicaragüense de Energía (INE), que reúne las funciones y la categoría de un ministerio, así como las de entidad empresarial.

El INE, además de ser un organismo rector y regulador, comandado por un Ministro-Director, desempeña completamente las funciones de empresa ejecutora. Jurídicamente es un ente autónomo, con patrimonio propio y plena capacidad y responsabilidad.

En la actualidad, dado que el gobierno absorbió la totalidad de su deuda y autorizó un aumento en su nivel de tarifas, el INE no tiene problemas serios de índole financiera. Sí existen deficiencias en el planteamiento de su estructura tarifaria y en el estado de sus instalaciones. También se reconocen en el INE problemas de tipo institucional, principalmente relacionados con la gestión eficiente del subsector.

Las autoridades del sector energético y del Gobierno de Nicaragua tienen plena conciencia de la necesidad de cambiar a fondo la estructura del sector en general y el eléctrico en particular, que actualmente giran en su totalidad alrededor del INE. Para ello, se está analizando en el interior del país el mejor esquema de reestructuración; se vislumbra que de la actual organización, eminentemente vertical, se pasará a un esquema horizontal. Asimismo se prevé una definición y distinción clara del papel del Estado como ente regulador y como empresario.

f) Panamá

Toda la actividad está centralizada en el Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), entidad que depende de varias áreas del gobierno y cuenta con mínima autonomía empresarial, asumiendo a su vez muchas funciones regulatorias. La Comisión Nacional de Energía, creada por decreto en 1980, con Secretaría Técnica, ejercida por el Departamento de Energía y Tarifas, de la Dirección de Desarrollo del IRHE, cumple sus funciones puramente de asesoría y orientación.

En su desempeño como empresa, el IRHE refleja las deficiencias que padece en su estructura como resultado de las relaciones institucionales con las demás áreas del gobierno. Pese a que en Panamá las tarifas exceden al costo marginal de largo plazo, el IRHE ha enfrentado una aguda crisis financiera debido, en parte, a los grandes adeudos del gobierno central.

Como complemento de un préstamo de ajuste estructural del BIRF, el BID otorgó un crédito de 120 millones de dólares, también de ajuste, para la reforma de varias empresas públicas, entre las cuales está el IRHE. Se contempla una serie de políticas que procuran el saneamiento financiero

de la empresa, la reducción de pérdidas operativas, el fortalecimiento de las herramientas de planeamiento, y estudios para el establecimiento de un marco regulatorio del subsector.

2. Evolución del subsector y situación actual del balance oferta-demanda

Las empresas eléctricas nacionales surgieron dentro de un marco de autonomía en el período 1949-1965, como respuesta a las necesidades urgentes de electrificación requeridas para fomentar el desarrollo y mejorar las condiciones de vida de la población.

Entre los problemas comunes que estas empresas enfrentaron desde su creación, se puede mencionar los siguientes:

- a) Infraestructura escasa y obsoleta;
- b) Bajos niveles de electrificación, y
- c) Utilización y desarrollo mínimo de los recursos autóctonos para la generación de energía.

Como consecuencia, las empresas eléctricas del Istmo abordaron desde sus inicios la atención de los siguientes problemas prioritarios:

- a) Inventarios y estudios sobre el aprovechamiento de las cuencas hidrológicas y de los recursos geotérmicos;
- b) Construcción de proyectos de generación hidroeléctricos, termoeléctricos y geotérmicos, y
- c) Programas de electrificación y ampliación de líneas de transmisión y redes de distribución.

En cuanto a la evolución de la capacidad instalada y la electrificación de los países del Istmo Centroamericano puede identificarse tres períodos, con características peculiares.

a) Período 1950-1970

En esta primera fase las empresas desarrollaron proyectos hidroeléctricos y térmicos de pequeña y mediana capacidad, enmarcadas en el desarrollo sostenido observado en la región, con estabilidad financiera y monetaria.

Fueron efectuados intensos programas de electrificación que permitieron proporcionar servicio eléctrico a gran número de familias.

b) Período 1971-1985

Un segundo período, sin duda muy influido por los dos choques petroleros, es el comprendido entre la década de los setenta y el primer quinquenio de los ochenta, en el que, con excepción de Nicaragua, se realizaron estudios y se construyeron proyectos hidroeléctricos grandes y medianos. Se desarrollaron los campos geotérmicos de Ahuachapán, en El Salvador (1975), y Momotombo, en Nicaragua (1983). La evolución del balance electroenergético de la región muestra como característica más importante un cambio significativo en la estructura de la generación de energía eléctrica: disminuyó la participación térmica, e incluso en algunos años Costa Rica y Honduras cubrieron toda su demanda con energía hidroeléctrica. Se construyeron las interconexiones que operan en la actualidad y se conformaron los sistemas regionales del Istmo Centroamericano en los bloques norte (Guatemala y El Salvador) y sur (Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá).

En resumen, puede afirmarse que durante estos años el desarrollo del subsector eléctrico presentó cinco rasgos sobresalientes:

i) El intenso esfuerzo realizado por las empresas para cambiar la estructura de la generación, utilizando hidroeléctricas y geotérmicas en sustitución de las plantas térmicas. Consecuencia de este esfuerzo fue la reducción en el consumo de hidrocarburos para la generación de energía eléctrica en la región;

ii) El inicio y concreción física de las interconexiones subregionales;

iii) Los agudos desequilibrios financieros que enfrentaron, en general, las empresas eléctricas, debido a la magnitud de las inversiones ejecutadas en un marco de deterioro general de la región, que impidió el correspondiente incremento de los ingresos, y obligó a recurrir al financiamiento externo en proporciones crecientes;

iv) Crecimiento sostenido de la demanda en la década de los ochenta y el despunte de un estancamiento en el primer quinquenio de los ochenta, y

v) Continuación de programas de electrificación que permitieron dotar del servicio de energía eléctrica a numerosas familias, tanto en pequeñas poblaciones como en aldeas y caseríos del área rural.

c) Período 1986-1991

Finalmente, este tercer período en el que, a diferencia del anterior, la capacidad instalada prácticamente no aumentó; no obstante, el consumo y por lo tanto la producción de electricidad mantuvieron un crecimiento sostenido, si bien menor que el registrado en la década de los setenta. (Véanse los gráficos 4 y 5.) Este crecimiento fue resultado tanto de la reactivación en el sector industrial como de la continuación de los programas de electrificación y conexión de nuevos usuarios. Es ilustrativo comparar los gráficos 4 y 5, ya que dan una idea de la forma como se han venido reduciendo los márgenes de reserva con que contaban los sistemas del Istmo.

En la actualidad (1992), la capacidad instalada es de 4,264 MW, formada por 64% (2,706 MW) hidroeléctrica, 4% (165 MW) geotérmica, 12% (520 MW) térmica vapor, y el restante 20% (874 MW) en pequeñas centrales de combustión interna y turbinas de gas. (Véase el cuadro 1 y de nuevo el gráfico 4.) Muchas de las centrales térmicas se encuentran muy deterioradas por falta de mantenimiento e incluso algunas de ellas con tiempos de uso mayores que los recomendados para esas tecnologías; el gráfico 6 muestra agrupadas, de acuerdo con la fecha de instalación, las centrales térmicas existentes en el Istmo Centroamericano. Obsérvese que el 50% de la capacidad térmica tiene una edad mayor de 17 años.

En cuanto a población electrificada, se muestra en el gráfico 7 la evolución del índice de electrificación, por país y global para el Istmo. Se estima que a finales de 1991, el porcentaje de la población que contaba con energía eléctrica era de 46%, con una cobertura de más de 13 millones de habitantes del Istmo. Costa Rica (90%) y Guatemala (33%) presentan el mayor y menor índice de electrificación, respectivamente. En algunos de los países, principalmente en Guatemala, hay indicios de que el coeficiente de electrificación puede ser mayor, pero no se cuenta con información referente a la cobertura de las empresas municipales.

También es importante señalar el crecimiento de las pérdidas casi en todas las empresas del Istmo, lo cual obedece en gran medida a los deficientes controles tanto en la medición como en los sistemas de facturación de las empresas. (Véase el gráfico 8.)

Los rasgos más importantes observados en el subsector eléctrico en este último período son los siguientes:

- i) Pequeñas adiciones a la capacidad instalada de la región, enfocándose los esfuerzos de las empresas a la rehabilitación de antiguas centrales termoeléctricas, que tendrán una importante participación en la estructura del despacho de los próximos años;
- ii) Crecimientos de la demanda de energía en todos los países, resultando para toda la región un promedio de 5.6% en el período 1985-1991;
- iii) Disminución de la reserva, como consecuencia del incremento en la demanda de energía y la merma en la capacidad disponible por la baja confiabilidad de las unidades térmicas. La seguridad en el suministro de energía es cada vez más dependiente de los regímenes hidrológicos; se estima que durante 1991 se racionó energía en cuatro países, por un total de 233 GWh;
- iv) Incremento, a partir de 1990, de la participación térmica en la producción de energía eléctrica en el Istmo;
- v) Atraso en los programas de inversión e inicio de proyectos de generación de pequeña magnitud, e
- vi) Incremento de los niveles de pérdidas en casi todas las empresas eléctricas del Istmo.

3. Perspectivas y planes de expansión

a) Pronóstico de demanda

El cuadro 2 muestra las proyecciones de demanda estimadas por los departamentos de planificación de las empresas, comunicadas durante la reciente Reunión de Coordinadores del Proyecto SIPAC. ^{3/} Para el caso de Honduras, se presenta en ese cuadro una proyección revisada por la CEPAL. ^{4/} Con respecto a las proyecciones se puede comentar:

- i) Todos los pronósticos estiman un crecimiento promedio, para el período 1992-2005, entre un 6 y 7% anual; el promedio de crecimiento para la región es de 6.3%.
- ii) En promedio, se esperan incrementos anuales del orden de 1,500 GWh, lo que representa en potencia 280 MW (100 MW para el bloque norte y 180 MW para el bloque sur).

^{3/} Reunión de Coordinadores del Proyecto SIPAC, realizada en Panamá en octubre de 1992.

^{4/} CEPAL, Subsector eléctrico de Honduras: Análisis de la expansión de la generación (LC/MEX/R.366), 5 de octubre de 1992.

iii) Los países del bloque norte (El Salvador y Guatemala) exhiben las tasas de crecimiento más altas (7.1% y 6.9%, respectivamente), lo cual refleja la reactivación económica posterior a los procesos de pacificación. En los años 1992-1994, las tasas de crecimiento estimadas para estos países podrían ser conservadoras, especialmente en el caso de Guatemala, donde las cifras al mes de agosto de 1992 mostraban un crecimiento de 16% respecto de 1991.

iv) En el bloque sur se prevé que la demanda de energía crecerá a una tasa promedio del 5.9% anual.

v) En los pronósticos de Guatemala, El Salvador y Honduras se contemplan mejoramientos en el factor de carga, resultado previsto de los programas de ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica que están realizando las empresas eléctricas de estos países.

b) Programas de equipamiento

Los programas de equipamiento y rehabilitación de plantas generadoras de los países, para el período 1992-2005, se resumen en el cuadro 3.

Se observan, en el período 1992-2005, adiciones netas por un total de 4,727 MW, de los cuales 2,022 MW (43%) corresponden a hidroeléctricas, 667 MW (14%) a geotérmicas y 2,038 MW (33%) a centrales térmicas. El incremento neto de la capacidad es equivalente a 364 MW/año.

Es conveniente hacer los siguientes comentarios a los planes de expansión:

i) No obstante que los planes incluyen un alto porcentaje de centrales hidroeléctricas y geotérmicas (2,689 MW, equivalente al 57.1% de las adiciones), únicamente en Costa Rica, y en forma mínima en El Salvador y Guatemala, se está ejecutando este tipo de proyectos. La carencia de estudios completos a nivel de factibilidad y las dificultades para la obtención de financiamientos son los mayores obstáculos que han ocasionado retrasos en los planes de expansión de las empresas. Se vislumbra difícil que se puedan concretar estos planes de expansión de la generación.

ii) Con excepción de Costa Rica, en los próximos cinco años se cubrirán los incrementos de demanda, principalmente por medio de proyectos térmicos, complementados por centrales hidroeléctricas y geotérmicas de capacidades más bien pequeñas, que se incorporarán a los sistemas eléctricos a partir de 1996.

iii) Con excepción de Guatemala (100 MW en 1993) y Panamá (60 MW en 1996), ambas térmicas, donde se contempla la entrada de autoprodutores de gran capacidad, la participación de

éstos, considerada en los planes de expansión, será relativamente pequeña, al menos durante los próximos cinco años.

iv) Se refleja también una modesta participación de la cogeneración. Con excepción de Guatemala, donde se contemplan en 1994 y 1995 10 MW en cada año, la participación de la cogeneración en los otros países será mínima.

v) La participación de la energía geotérmica se ha reducido, en comparación con los planes anteriores. Los 667 MW geotérmicos contemplados en los planes están repartidos en Costa Rica (275 MW, 45 % de las adiciones geotérmicas del Istmo Centroamericano), Nicaragua (210 MW, 29%), El Salvador (122 MW, 20%) y Guatemala (40 MW, 6%).

vi) La participación de las centrales térmicas será alta. Los planes consideran el desarrollo de 2,057 MW térmicos en el período 1992-2005, monto que podría aumentar dado el atraso en que se encuentran los proyectos hidroeléctricos y geotérmicos. Algunos países han planteado la utilización de ciclos combinados y carbón. Parece necesario abordar estudios de complementariedad térmica, que posibiliten la reducción de los montos de inversión y operación en los futuros desarrollos termoeléctricos de la región.

A continuación se comentan algunos aspectos relevantes de los planes de expansión para cada uno de los países:

i) Costa Rica. La construcción del proyecto hidroeléctrico Sandillal (32 MW, 140 GWh anuales) se encuentra avanzada y está previsto que será puesto en operación en 1993; asimismo, se encuentra en etapa de construcción el proyecto geotérmico Miravalles I, de 55 MW, programado para entrar en servicio en 1994. El proyecto hidroeléctrico Toro (90 MW), también en construcción, está programado para iniciar operación en 1995.

Se espera continuar con:

El desarrollo del campo geotérmico de Miravalles, con la segunda y tercera etapa de ese proyecto, ambas de 55 MW, para los años 1995 y 2001.

Se tiene programado para 1994 y 1995 la entrada de hidroeléctricas que operarán como autoprodutores; 20 MW en cada año. También se ha considerado un tercer autoprodutor, que operará una hidroeléctrica de 20 MW en el 2001.

Asimismo habrá adiciones térmicas de centrales de combustión interna, de baja velocidad (24 MW en 1997 y 48 MW en 1998); se terminarán de construir la central eólica de Tejona (20 MW

en 1997), las hidroeléctricas de Angostura (177 MW en 1999), Pirris (128 MW en 2002) y Guayabo (245 MW en 2004) y la central geotérmica de Tenorio (90 MW en el 2003). El BID está procesando una solicitud de préstamo al ICE, por 505 millones de dólares destinados a los proyectos Angostura y Tejona, así como para obras de transmisión y distribución, y un programa de conservación de energía.

En resumen, el plan contempla agregar en el período 1992-2005, 708 MW hidroeléctricos, 275 MW geotérmicos, 20 MW eólicos y 72 MW térmicos, para totalizar 1,075 MW (77 MW/año).

Merece destacarse en este país, la existencia de un mayor número de proyectos hidroeléctricos con estudios a nivel de factibilidad, lo que le permite ser más flexible para hacer ajustes y cambios en el desarrollo del mediano y largo plazos de su parque de generación.

ii) El Salvador. El plan de expansión contempla la adición neta, en el período 1992-2005 de 200 MW hidroeléctricos, 122 MW geotérmicos y 416 MW térmicos (véase de nuevo el cuadro 3). Se retirarían de servicio 30 MW, correspondientes a turbinas de gas antiguas y algunas unidades geotérmicas de boca de pozo que se consideran como pasos iniciales en la explotación de los campos. El incremento neto de la capacidad de este sistema será de 738 MW en el período, equivalente a 57 MW/año.

Las adiciones térmicas representan el principal componente del plan y están conformadas por un grupo de turbinas de gas, con capacidad de 138 MW, en 1993; dos centrales de vapor, la primera, que operará en ciclo combinado (32 MW en 1997) y la segunda, con cuatro unidades de 69 MW, que entrarán en los años 2000, 2002, 2004 y 2005.

Las adiciones geotérmicas totalizan 122 MW y están conformadas por la central Berlín (24 MW en cada año: 1997 y 1998), la estabilización de Ahuachapán (21 MW en 1997), Chipilapa (24 MW en 1998) y San Vicente (24 MW en el 2003) y 20 MW de bocapozo de 5 MW cada una. De estas últimas, tres unidades se retiran antes del año 2005.

Los proyectos hidroeléctricos considerados son la expansión de la central Cinco de Noviembre (120 MW en 1999) y el proyecto San Marcos (80 MW en el 2001).

Es conveniente puntualizar los siguientes aspectos referentes al plan de expansión:

1) Como consecuencia de la reciente sequía y de la disponibilidad reducida de las centrales térmicas, se han registrado racionamientos en la época de estiaje del presente año (1992). Las

turbinas de gas que aparecen en 1993 se están adquiriendo con carácter emergente, para evitar potenciales riesgos de racionamiento.

2) La rehabilitación del sistema de transmisión, muy dañado como consecuencia del conflicto armado recién finalizado, es una actividad prioritaria que ya se ha iniciado y que requiere cuantiosos recursos. Con tales propósitos se está tramitando ante el BID un préstamo de 140 millones de dólares, para un programa a desarrollarse en el corto plazo, con un costo de 180 millones de dólares. Las metas de este programa estarían constituidas por la transformación de una planta de vapor a una de ciclo combinado, la rehabilitación de una de las principales plantas térmicas y la reconstrucción y ampliación de parte del sistema de transmisión.

iii) Guatemala. El plan de expansión contempla la adición neta en el período 1992-2005 de 661 MW hidroeléctricos, 60 MW geotérmicos y 265 MW térmicos, para un total de 986 MW, equivalente a 76 MW/año. (Véase de nuevo el cuadro 3.)

Las adiciones consideradas en el plan son las siguientes:

1) Unidades de combustión interna, con 100 MW de capacidad, operadas por el autoproducer ENRON. La fecha prevista de entrada es enero de 1993.

2) Ingenios azucareros, que operan como cogeneradores, en el período de la zafra, entrando 10 MW en 1994 y 10 MW en 1995.

3) Las centrales geotérmicas de Zunil I (20 MW en 1995), Zunil II (20 MW en el 2000) y Amatitlán (20 MW en el 2001). La primera se viene desarrollando con financiamiento del BID y en la actualidad se analiza la posible participación de la iniciativa privada en la fase de construcción.

4) Las centrales hidroeléctrica de Bobos (8 MW en 1995), Santa María II (68 MW en 1997), Río Hondo (18 MW en 1998), El Palmar (23 MW en 1999), Serchil (90 MW en el 2001), Camotán-Orégano (128 MW en el 2003) y Chulac (340 MW en el 2004).

5) La unidad de vapor III (100 MW en 1998) y un grupo de turbinas de gas (45 MW en 1999)

Las autoridades del INDE han manifestado su deseo de buscar la participación de la IP para el desarrollo de la mayor parte de los proyectos antes mencionados.

iv) Honduras. El plan propuesto 5/ considera adiciones por 670 MW, todos térmicos. El hecho de que en este plan no aparezcan proyectos hidroeléctricos se debe a los altos costos identificados ahora para estos proyectos en los estudios de factibilidad.

Las adiciones consideradas son las siguientes:

- 1) Turbinas de gas por 400 MW (75 MW en 1994, 50 MW en 1995, 75 MW en 1999, 75 MW en 2001, 50 MW en el 2004 y 75 MW en el 2005);
- 2) Central de vapor con una capacidad de 150 MW en 1997, y
- 3) Unidades diesel de baja velocidad (40 MW en el 2001, 2002 y 2003)

Es conveniente destacar los siguientes aspectos:

- 1) Los excedentes de energía de la central hidroeléctrica Francisco Morazán (anteriormente, El Cajón), que fue posible exportar en el período 1985-1991, prácticamente han desaparecido como consecuencia del crecimiento de la demanda en el sistema eléctrico hondureño.
- 2) Las turbinas de gas que se especifican en 1994 y 1995 son urgentes para cubrir los incrementos de carga esperados y evitar una situación de desabastecimiento.

v) Nicaragua. Se han previsto adiciones en el período 1992-2005 por 210 MW geotérmicos, 310 MW hidroeléctricos y 115 MW térmicos, representando un total de 635 MW, equivalentes a 48 MW/año en el período. (Véase de nuevo el cuadro 3.)

Las centrales hidroeléctricas corresponden a los proyectos Larreynaga (20 MW en el 2000), Montegrande (40 MW en el 2002) y Brito (250 MW en el 2003). Las centrales geotérmicas corresponden a los campos de Momotombo (20 MW en 1996), San Jacinto (40 MW en 1997, 1998 y 1999) y Monte Galán-El Hoyo (70 MW en el 2005). Las adiciones térmicas corresponden a turbinas de gas (25 MW en 1993 y 50 MW en 1994) y unidades diesel de baja velocidad (20 MW en 1994 y 1995).

Cabe resaltar los siguientes aspectos del plan de expansión:

- 1) Al igual que en otros países, se están adquiriendo turbinas de gas para solventar problemas de eventuales racionamientos.
- 2) Podría existir una alta dependencia al desarrollo de proyectos geotérmicos.

5/ Ibidem.

3) Las instalaciones de generación, transmisión y distribución presentan deficiencias por haber sufrido daños durante el pasado conflicto bélico. El INE obtuvo en 1991 un préstamo del BID por 19.1 millones de dólares que, junto con otro préstamo del BCIE y el Nordiska Development Fund, ayudan a financiar un programa de 36.5 millones de dólares destinados a la rehabilitación de las centrales hidroeléctricas de Centroamérica y Carlos Fonseca y el bombeo de Asturias, así como mejoras y reconstrucción de los sistemas de transmisión y distribución. Se incluye también dentro de este programa un componente para el fortalecimiento institucional.

vi) Panamá. Se prevén adiciones en el período 1992-2005 de 123 MW hidroeléctricos y 500 MW térmicos, es decir, un total de 623 MW en el período, representando adiciones netas a la capacidad instalada equivalentes a 48 MW/año. (Véase de nuevo el cuadro 3.)

Las adiciones hidroeléctricas están constituidas por el proyecto Estí Barrigón (36 MW en 1998 y 87 MW en el 2000).

Las adiciones térmicas están constituidas por unidades diesel de baja velocidad (30 MW en 1993 y 60 MW en 1996, este último como autoproducción), turbinas de gas (30 MW en 1999 y 2002), y centrales de vapor (búnker de 50 MW en el 2003 y una carboeléctrica de 150 MW en el 2005).

El IRHE recientemente actualizó una antigua solicitud de crédito --que ya había sido aprobada-- al BID, para realizar un programa de inversiones destinado a incrementar la capacidad de transmisión, mejorar las condiciones de la red de distribución de la ciudad de Panamá y rehabilitar las unidades de su principal central térmica, Bahía de las Minas.

c) **Las inversiones en el subsector eléctrico**

El siguiente cuadro muestra un resumen de las inversiones estimadas en las principales componentes del subsector para el período 1992-2000. La información fue obtenida de los planes de expansión de las empresas.

ISTMO CENTROAMERICANO: ESTIMACION DE INVERSIONES
EN EL SUBSECTOR ELECTRICO, 1992-2000

(Millones de dólares actuales)

	Total	Generación	Trasmisión	Distribución	Estudios
Total	7 399.0	5 863.0	898.2	503.8	134.0
Costa Rica	1 602.0	1 246.5	355.5		
El Salvador	1 035.9	902.0	104.7	29.2	
Guatemala	2 679.7	2 219.7	288.4	118.9	52.7
Honduras	590.3	365.1	33.1	162.9	29.2
Nicaragua	728.4	451.5	70.7	154.1	52.1
Panamá	762.7	678.2	45.8	38.7	

De acuerdo con esa información, en el período 1992-2000 se requerirá una inversión de 7,399 millones de dólares (822 dólares anuales); sin embargo, debe observarse que éstas serán superiores, dado que en varios países no se incluyen las inversiones para proyectos que se inician en la presente década. La inclusión de estas inversiones incrementaría los requerimientos del subsector, especialmente en el rubro de generación.

Para hacer frente a inversiones de esa magnitud, las empresas eléctricas del Istmo, con el apoyo de las entidades rectoras del sector energía, están implantando programas orientados a mejorar el desempeño y la eficiencia del subsector. En general, se busca definir y separar con claridad el papel del Estado en sus funciones reguladora y empresarial, con el propósito de establecer reglas claras y sólidas, para lograr que las empresas funcionen con eficiencia, y movilizar recursos de la iniciativa privada.

En particular se han planteado las siguientes acciones:

i) Programa tendiente a corregir las ineficiencias institucionales (mejorar los sistemas administrativos, formación y capacitación de cuadros en sus distintos niveles, proveer la estabilidad del personal, mejoramiento de la calidad del servicio, control y reducción de pérdidas, programas de eficiencias energéticas).

ii) Programas de reestructuración financiera tendientes a lograr, en el mediano plazo, la autogestión financiera de las empresas. Se deberán fijar criterios para definir las tarifas y los límites de asistencia financiera de los gobiernos para los compromisos de la deuda externa del subsector.

iii) Desarrollo del subsector sobre la base de las opciones más atractivas. Búsqueda de las mejores opciones para el financiamiento del subsector. En este contexto juega un papel muy importante los proyectos de integración energética del Istmo (operación coordinada, operación conjunta y planificación coordinada).

4. Interrelación entre los hidrocarburos y la energía eléctrica

Durante los últimos siete años la capacidad instalada en el área sólo creció a razón del 1.2% anual. En 1985 la capacidad instalada ascendía a 3,923 MW; en 1992 a 4,264 MW (véanse de nuevo el gráfico 4 y el cuadro 1). En el mismo período las adiciones se concentraron mayormente en Costa Rica, ya que de los 341 MW agregados, 206 correspondieron a este país. La demanda, en cambio, registró un crecimiento promedio del 5.6%. Fue posible enfrentar este incremento gracias al margen de reserva que proporcionaron los grandes proyectos hidroeléctricos y las dos plantas geotérmicas (Ahuachapán en El Salvador y Patricio Argüello en Nicaragua) que entraron en servicio a fines de la década de los setenta y el primer quinquenio de los ochenta.

Al analizar la producción de energía eléctrica de los últimos cuatro años, resulta evidente que la capacidad de producción hidroeléctrica ha sido superada por la demanda, y que el crecimiento de ésta ha tenido que ser enfrentado, cada vez en mayor proporción, mediante la producción térmica (véanse el gráfico 9 y los cuadros 4 y 5). El gráfico 9, por demás elocuente, ilustra que de los 16.2 TWh que será necesario producir en 1992, 4.5 TWh serán de origen térmico; esto es, con base en hidrocarburos. Adicionalmente se incluye un racionamiento estimado en 110 GWh que ocurrió en la época de estiaje en El Salvador y Nicaragua, y en menor proporción en Panamá; incluso Honduras tuvo algunas afectaciones de punta por falta de capacidad.

a) Uso creciente de hidrocarburos en el subsector eléctrico

De manera simplificada se puede afirmar que considerando hidrología cercana al promedio, es posible producir alrededor de 11,640 GWh hidroeléctricos (ya incluyendo Sandillal), y 950 GWh geotérmicos, lo que totaliza 12,590 GWh producidos con recursos naturales. Esto significa que todos

los requerimientos adicionales de energía eléctrica tendrán que satisfacerse con producción térmica. Sobre la base de hidrocondiciones representativas para cada país, se efectuaron simulaciones de la operación para los próximos tres años: 1993-1995 (véanse el gráfico 10 y los cuadros 4 al 6).

Por el lado de la demanda, es importante destacar el alto crecimiento que se ha registrado en los últimos años; este incremento acelerado, posiblemente ocasionado por la estabilización política y económica, así como por el repunte económico que se vislumbra, ha provocado que las empresas eléctricas modifiquen sus pronósticos para los años futuros inmediatos. Los requerimientos de energía durante los últimos tres años (1989-1991) aumentaron en promedio a razón de 6% anual. Sobre la base del comportamiento registrado en los nueve primeros meses de 1992, se estima que este año la tasa será de 8%. Los planes de expansión actualizados por las empresas eléctricas prevén un crecimiento promedio para la demanda de energía de 7.2% anual para los próximos 3 años. (Véanse de nuevo los cuadros 2 a 4.)

El uso de productos petrolíferos para producir energía eléctrica en el pasado alcanzó su valor máximo en 1977: 2.9 y 5.9 millones de barriles de diesel y búnker, respectivamente. Su uso decreció a partir de ese año hasta 1986 registrando variaciones en el período 1986-1989. El valor mínimo ocurrió en 1989: 0.7 y 1.9 millones de barriles de diesel y búnker, respectivamente. El consumo de hidrocarburos para este propósito durante los últimos cuatro años, con valores estimados para 1992, ha sido creciente (véanse de nuevo el gráfico 9 y el cuadro 5). Lo más grave es que, debido al deterioro de las plantas termoeléctricas, la incidencia sobre el uso de diesel ha sido muy alta.

Adicionalmente, es muy importante señalar que las eficiencias, calculadas de manera directa con la producción de energía eléctrica y el consumo de hidrocarburos utilizado, resultan alarmantemente bajas (véase el cuadro 7). Es posible que este desempeño anormal, especialmente en 1991, se deba al uso del parque térmico dañado, o bien a problemas de medición de los combustibles. De cualquier modo, es de suma importancia supervisar de manera más estrecha la eficiencia real del parque de generación térmica. Por ejemplo, para 1991, si los 703 GWh producidos con diesel, con una eficiencia de 16%, requirieron 2,353,000 barriles y tuvieron un costo de 64 millones de dólares (suponiendo un costo de 27.6 dólares por barril en promedio) por concepto de combustible, éste se hubiera reducido a 52 millones de dólares para una eficiencia del 22% (1,870,000 barriles).

Se prevé que el consumo de hidrocarburos para producir electricidad en los próximos tres años (1993-1995) será de 9.1, 10.5 y 11.1 millones de barriles, respectivamente (véase el gráfico 11). Esta previsión supone una eficiencia mejor que la registrada en los años recientes; en su defecto, estos volúmenes de hidrocarburos podrían ser mayores, engrosando la ya de por sí abultada factura petrolera. Dicha factura, a nivel regional, equivale en la actualidad al 10% de las exportaciones totales; en 1991 fue de 1,092 millones de dólares para un volumen de 47.1 millones de barriles de hidrocarburos, incluyendo los usados para generar electricidad (véase el cuadro 8).

La aguda crisis financiera que ha afectado en mayor o menor grado a las empresas eléctricas de los seis países de la región ha impedido concretar los planes de expansión previstos; éstos son continuamente afectados por restricciones presupuestarias, obligando a postergar los proyectos o a cambiar de tecnología. Como ya se comentó, en la actualidad, salvo en Costa Rica, no existe en construcción ningún proyecto hidroeléctrico en el área. De hecho, los planes de expansión para los próximos tres años se basan fundamentalmente en unidades térmicas tipo turbinas de gas y máquinas de combustión interna. El resto --de nuevo con excepción de Costa Rica, país que tiene en construcción la primera unidad geotérmica en Miravalles, de 55 MW, prevista para entrar en operación en 1994-- lo constituirán pequeñas unidades geotérmicas; en ese período sólo se agregarán 15 MW en unidades geotérmicas, tipo boca de pozo en El Salvador, y 20 MW geotérmicos (1995) en Guatemala. (Véase de nuevo el cuadro 3.)

b) Los precios de los hidrocarburos

Sobre la base del breve análisis presentado en los párrafos anteriores, se puede concluir la gran importancia que tiene para los costos de la energía eléctrica la adquisición de los productos petrolíferos por parte de las empresas eléctricas, a precios internacionales competitivos. Para lograrlo, se propone que las empresas eléctricas cuenten con todo el apoyo de los ministerios que encabezan al sector energético en cada país, a fin de evitar la compra de los productos por los canales de comercialización estándares, que implican ganancias --en algunos casos muy altas-- para los distintos eslabones que intervienen. Para ello, se podría preparar de manera intensiva, y posiblemente mediante un esfuerzo regional, pequeños grupos de técnicos adscritos a las empresas eléctricas, con capacidad para comprar productos petrolíferos en el mercado internacional. Se tiene conocimiento de que este tipo de acción ya está iniciándose en la CEL de El Salvador. Sin duda,

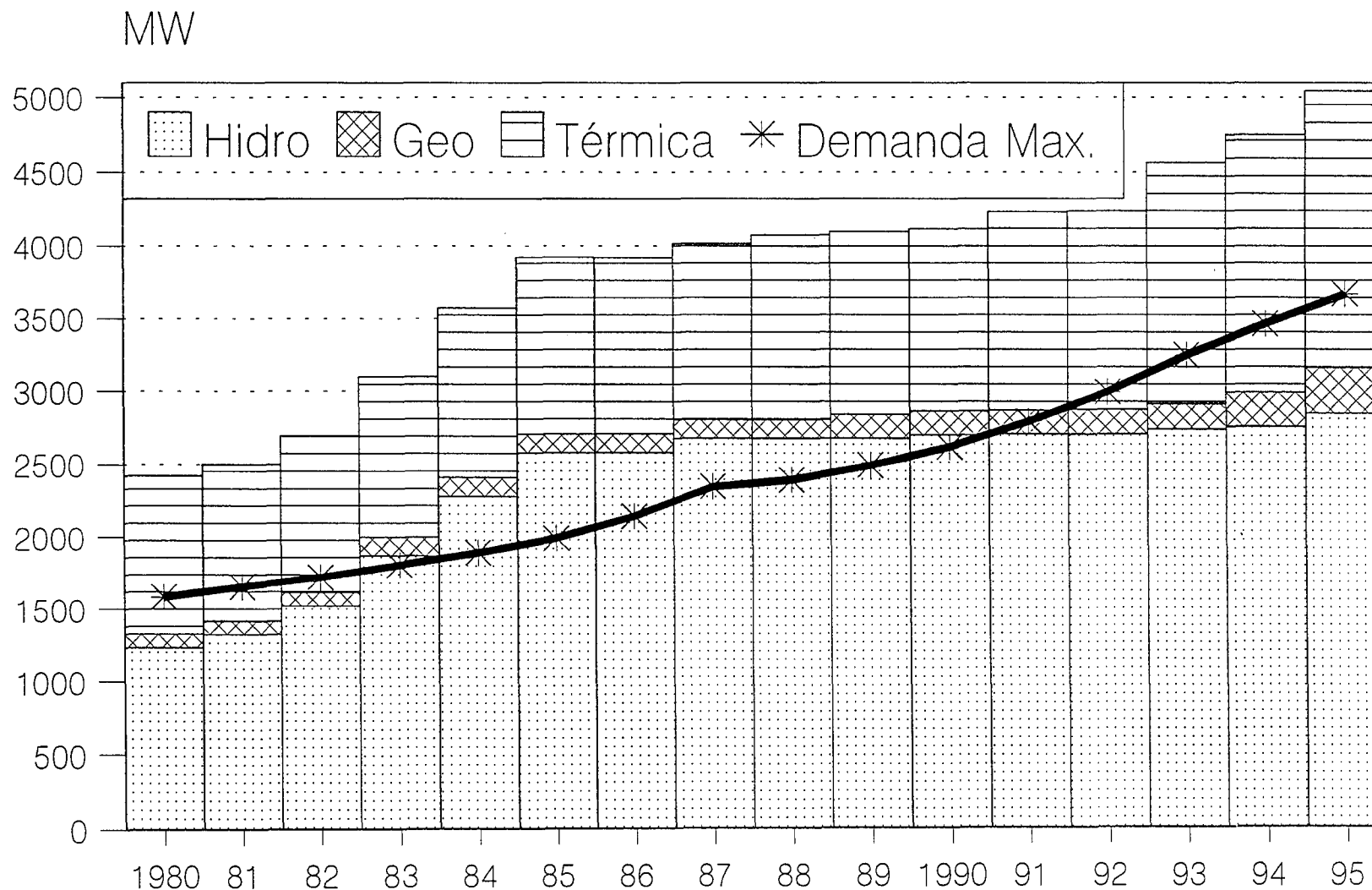
y como se ha mencionado en múltiples ocasiones en los estudios de la CEPAL, sería necesario fortalecer la capacidad de almacenamiento y, en particular, la existente en las plantas térmicas de la región.

Si no se adquieren los productos petrolíferos a costos razonables en el mercado internacional, la energía eléctrica, insumo vital para los productos exportables de la región, provocaría que éstos perdieran competitividad en el mercado internacional. Incluso, si el precio de la electricidad para los clientes no reflejara los altos costos de los hidrocarburos, el país resultaría afectado ya que, de cualquier manera, el impacto sobre la balanza de pagos sería directo.

Para los proyectos térmicos futuros es de suma importancia procurar, mediante estudios rigurosos de costo/beneficio y de la madurez de las tecnologías disponibles, el análisis de las eficiencias más altas que se están logrando con los nuevos diseños. Se recomienda comparar exhaustivamente, para las turbinas de gas, la tecnología denominada "tipo industrial", frente a la llamada "aeroderivativas". El gráfico 12 ilustra de manera paramétrica el gran impacto que sobre el costo por kWh, y en función del costo del combustible, tendría la variación de la eficiencia. Por ejemplo, 100 GWh producidos con diesel, con un precio de 25 dólares por barril, para una eficiencia de 20%, costarían, por concepto de combustible, 7.3 millones de dólares; la misma cantidad de energía, producida con diesel al mismo costo pero con una eficiencia del 38%, costaría solamente 3.9 millones de dólares.

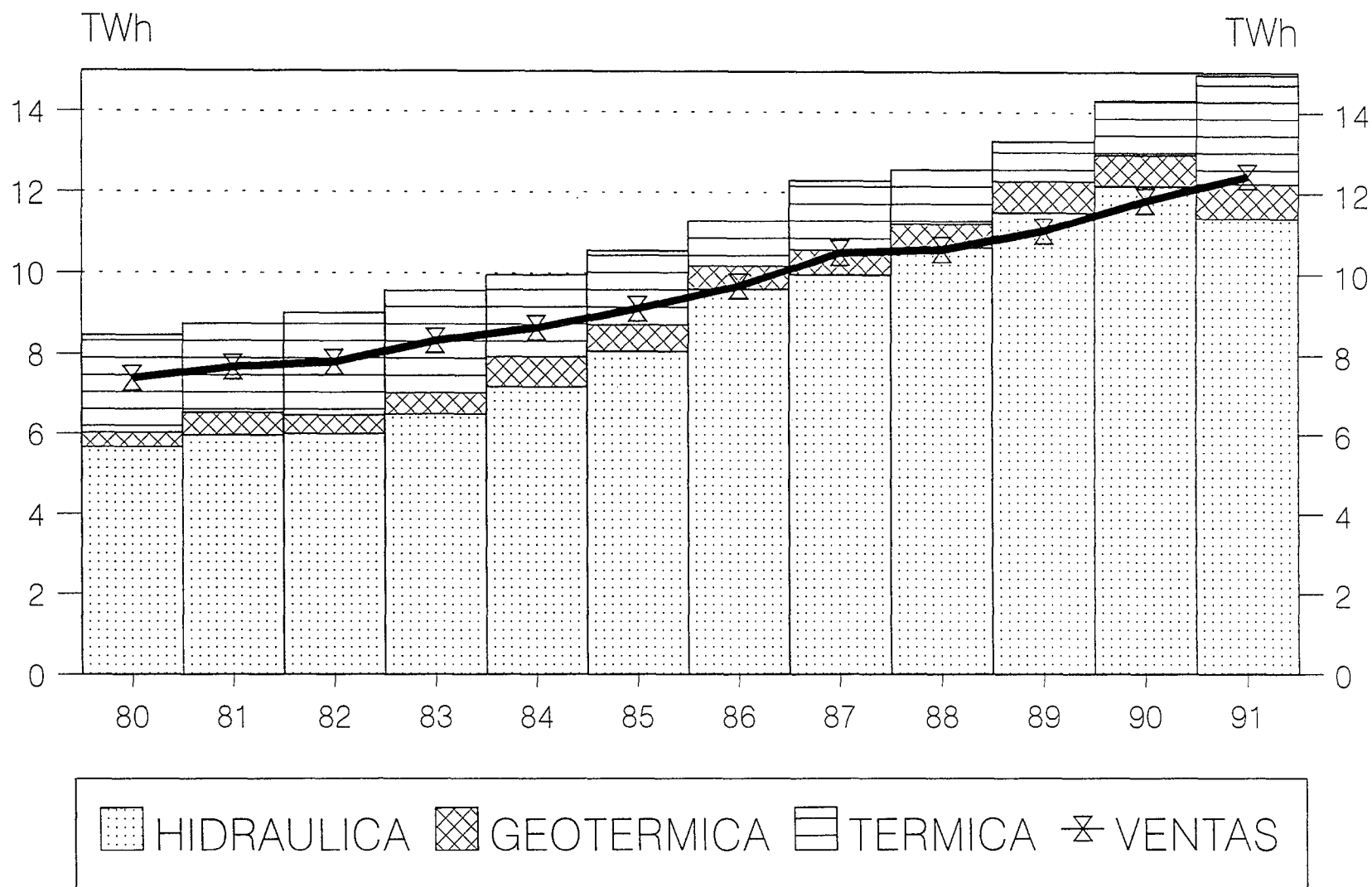
Se considera que ahora más que nunca es imperativo planificar de manera coordinada, para el corto, mediano y largo plazos, las actividades de los dos subsectores: electricidad e hidrocarburos. Se recomienda estrechar la interacción entre los expertos de ambos subsectores, y de preferencia establecer, al menos, reuniones anuales para interactuar sobre los pronósticos, requerimientos y presupuestos de combustibles, así como para intercambiar impresiones sobre las mejores opciones para adquirir estos productos por parte de las empresas eléctricas, lo que redundará en importantes beneficios económicos para la región.

Gráfico 4
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y PROYECCION
DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y DEMANDA MAXIMA.



Fuente: CEPAL, sobre la base de
cifras oficiales

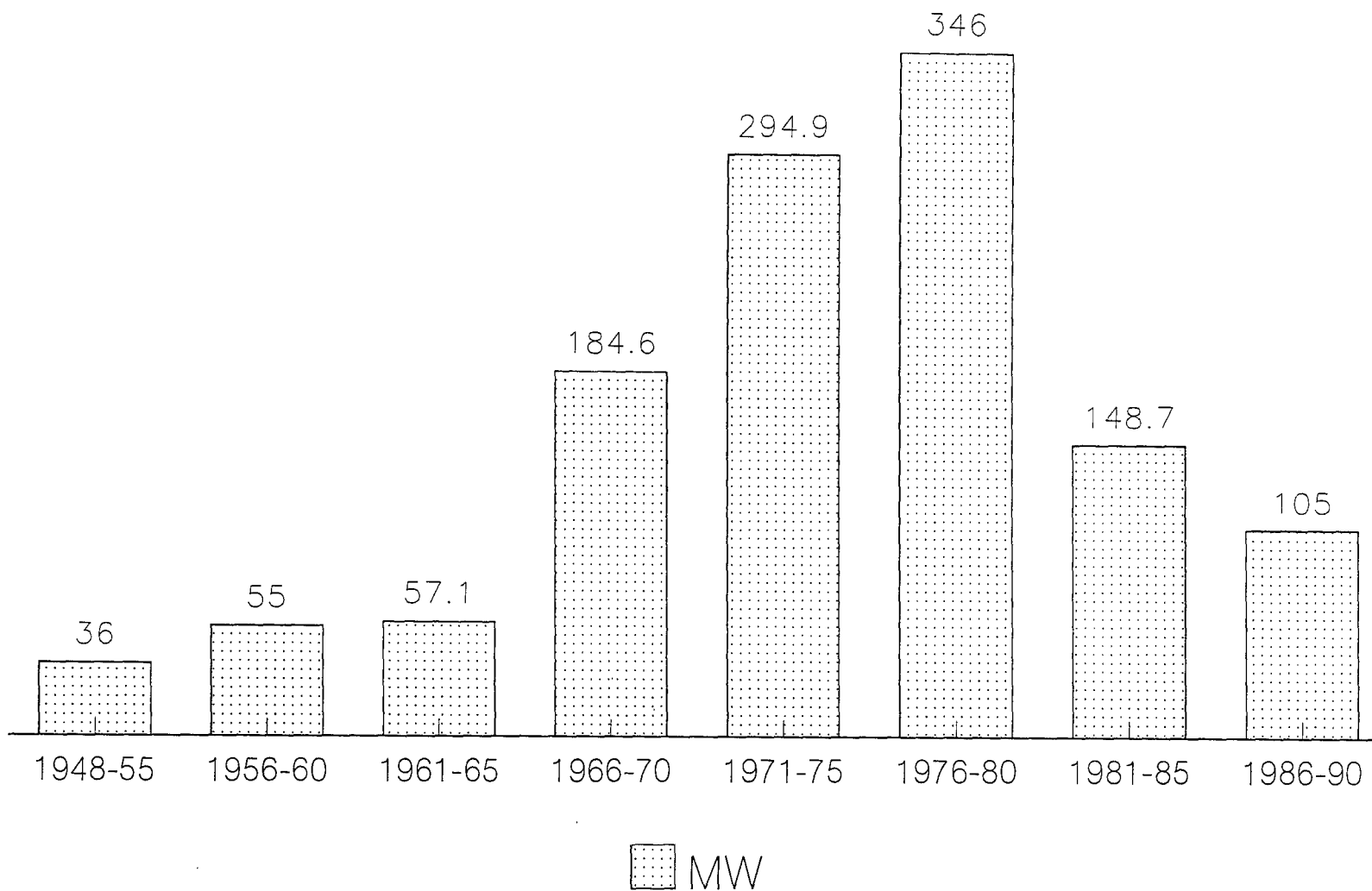
Gráfico 5
ISTMO CENTROAMERICANO: RESUMEN HISTORICO
DE LA GENERACION NETA Y VENTAS TOTALES



Fuente: CEPAL, sobre la base de
cifras oficiales

Nota: Ventas estimadas para 1991.

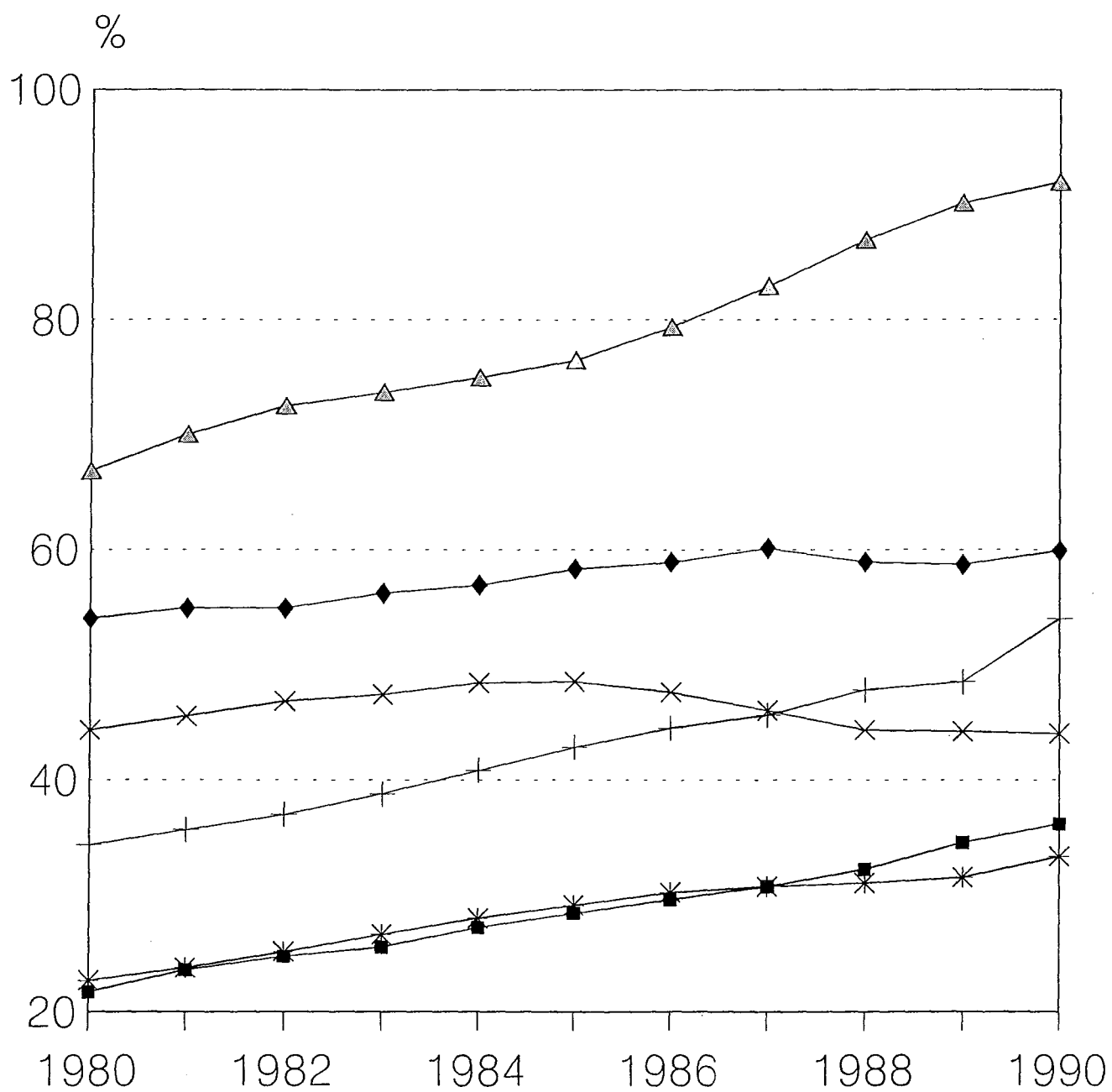
Gráfico 6
ISTMO CENTROAMERICANO: REPRESENTACION
DE LA EDAD DEL PARQUE TERMICO



Nota: no se incluyen 5 MW de Guatemala
y 21 MW de Panamá de plantas menores.

Gráfico 7

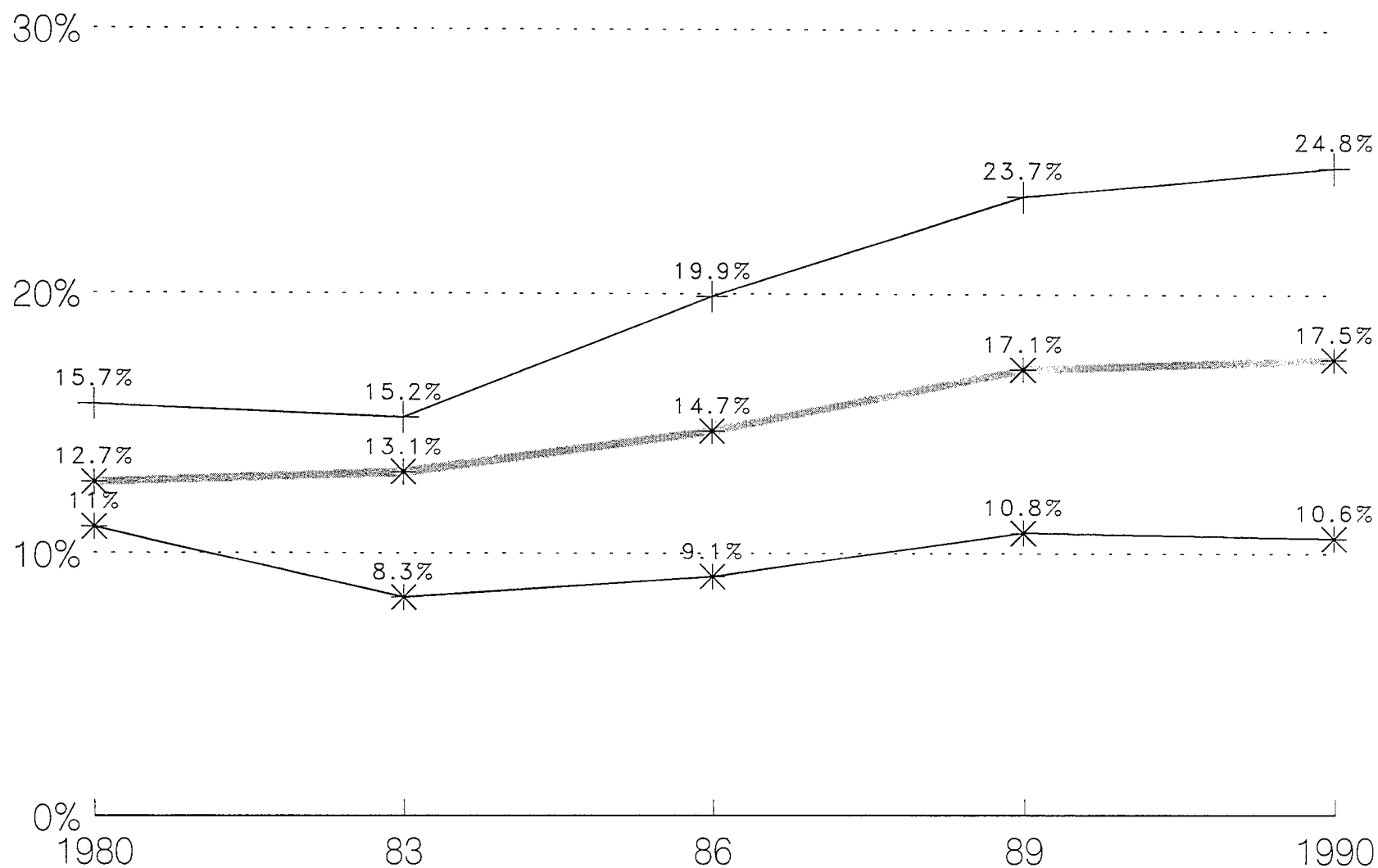
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION DEL INDICE DE ELECTRIFICACION



▲ COSTA RI + EL SALVA * GUATEMALA
 ■ HONDURAS * NICARAGUA ◆ PANAMA

Fuente: Cepal, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 8
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION
DE LAS PERDIDAS

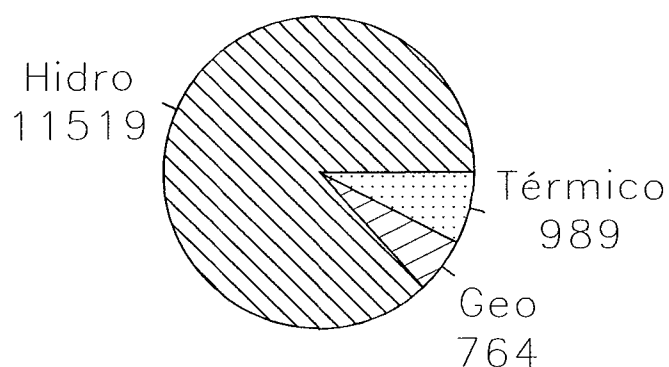


* Istmo + Panamá * Costa Rica

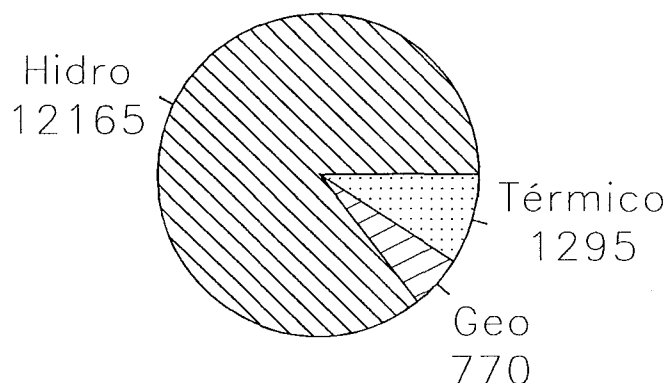
Gráfico 9

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION RECIENTE DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

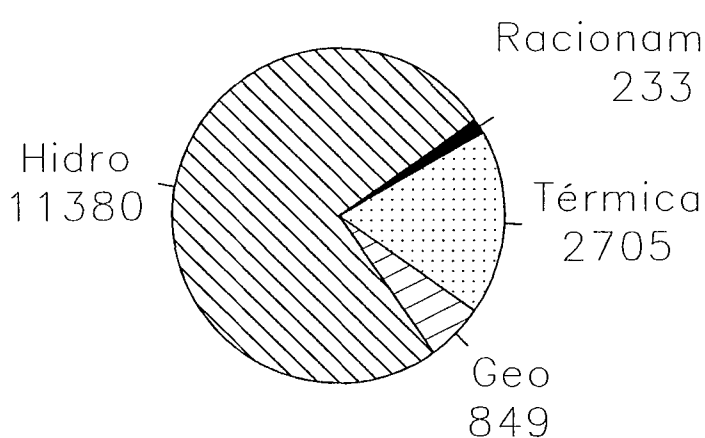
(GWh)



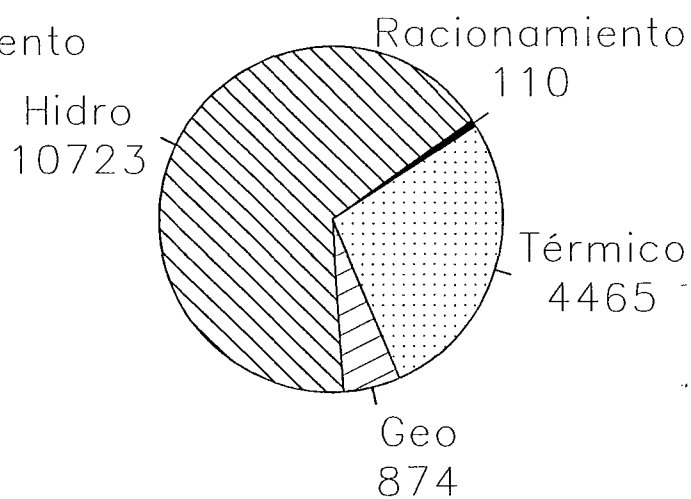
13.3 TWh en 1989



14.2 TWh en 1990



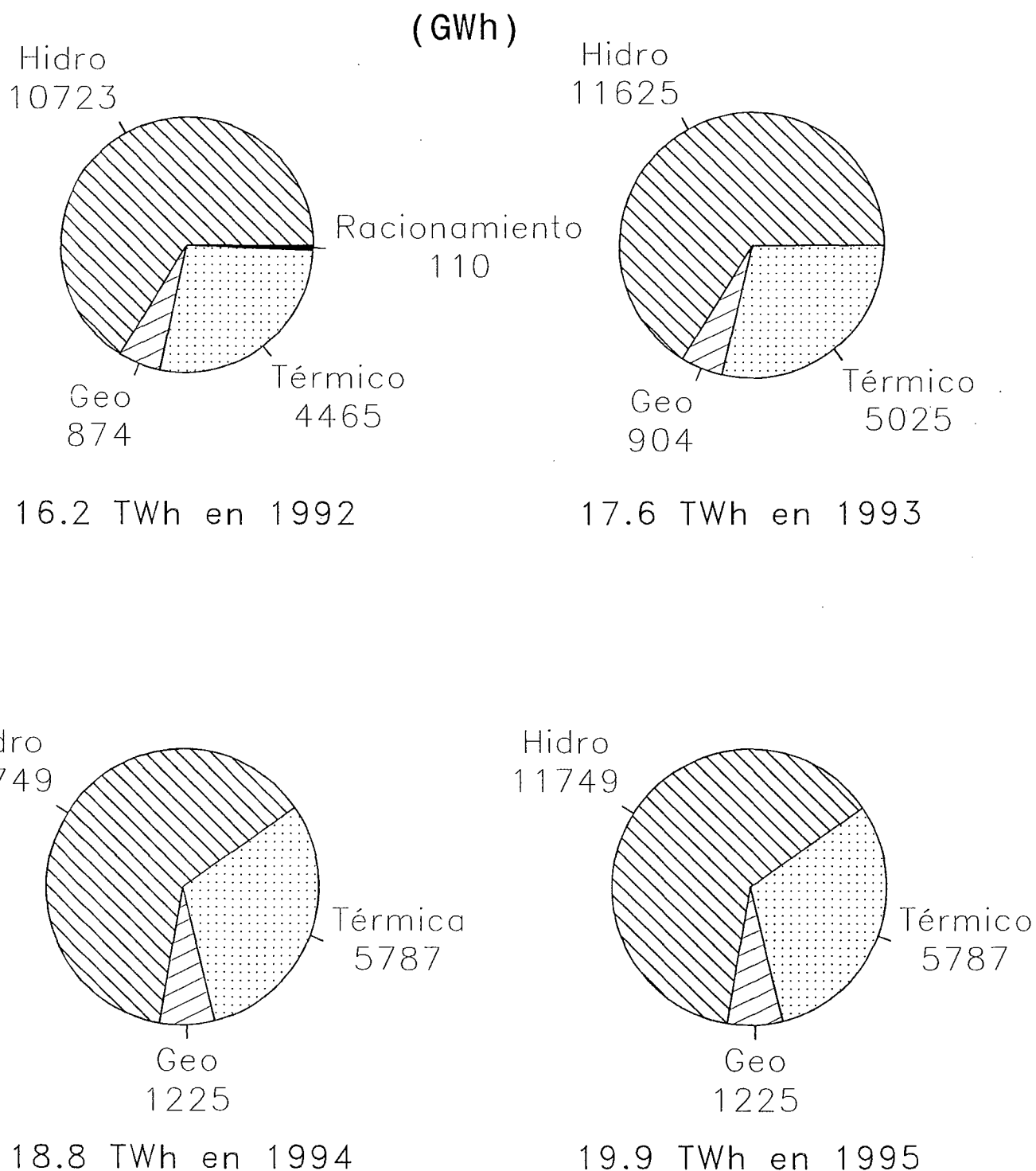
15.2 TWh en 1991



16.2 TWh en 1992

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

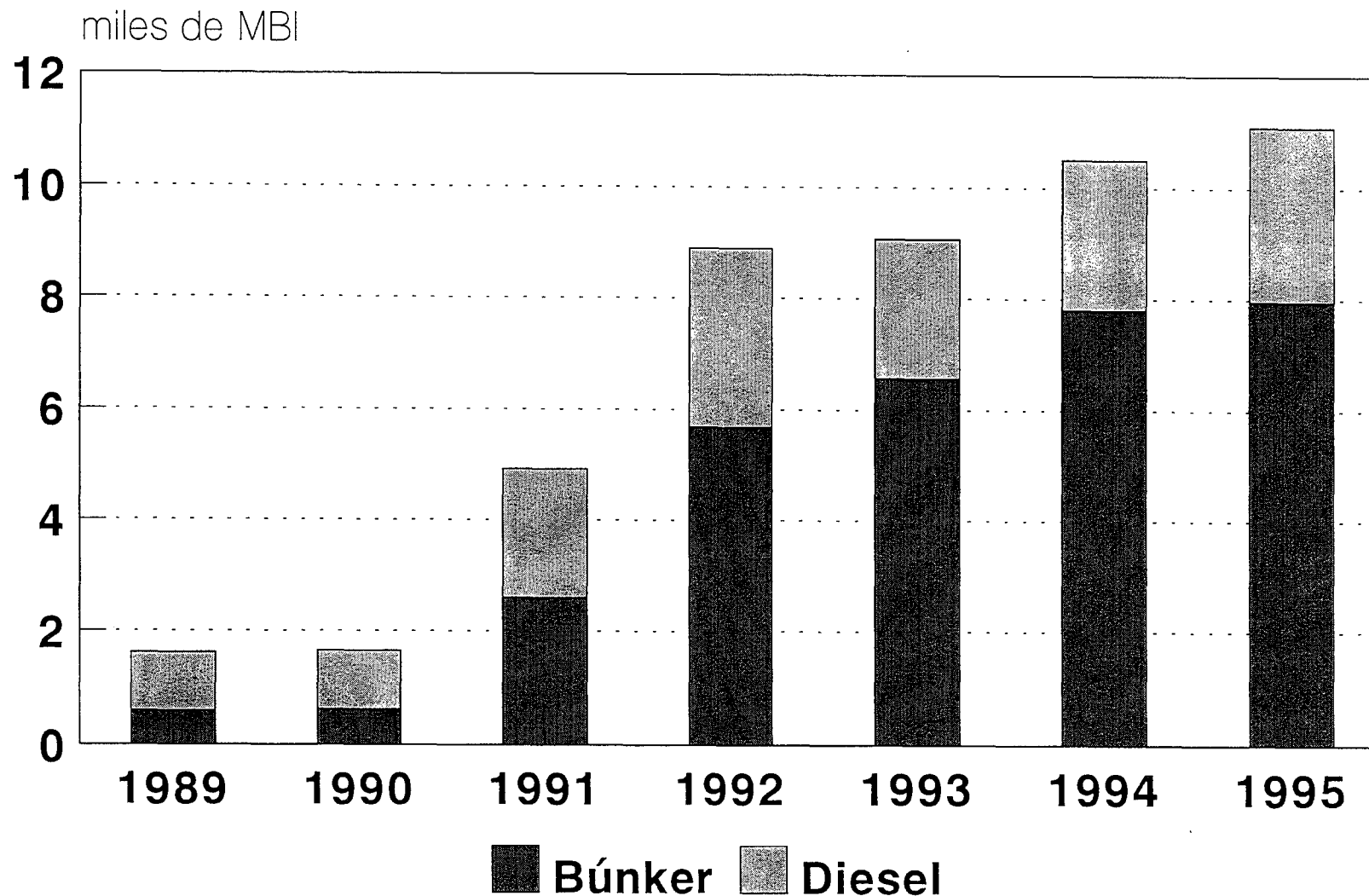
Gráfico 10
**ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION
 DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA**



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Gráfico 11

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION Y PROYECCION DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION DE ELECTRICIDAD

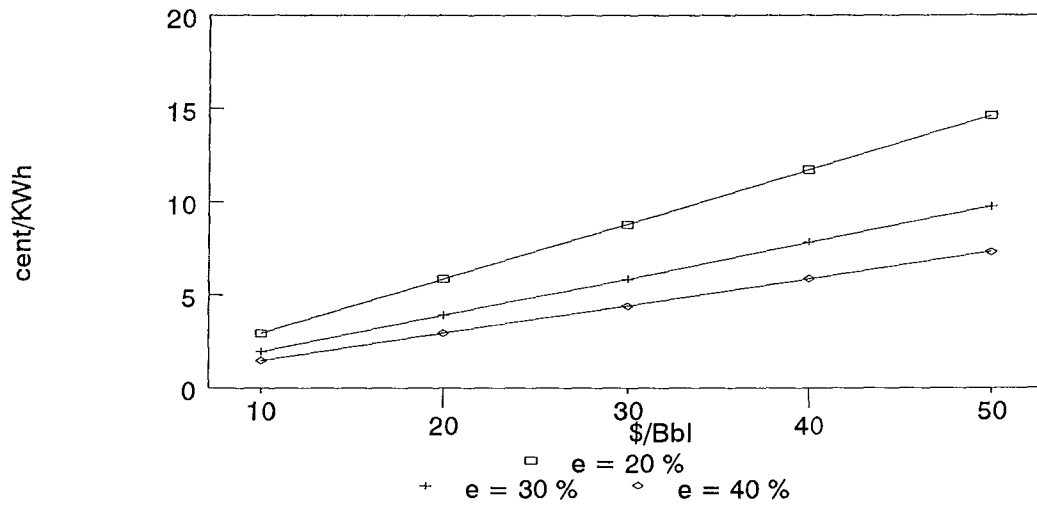


Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

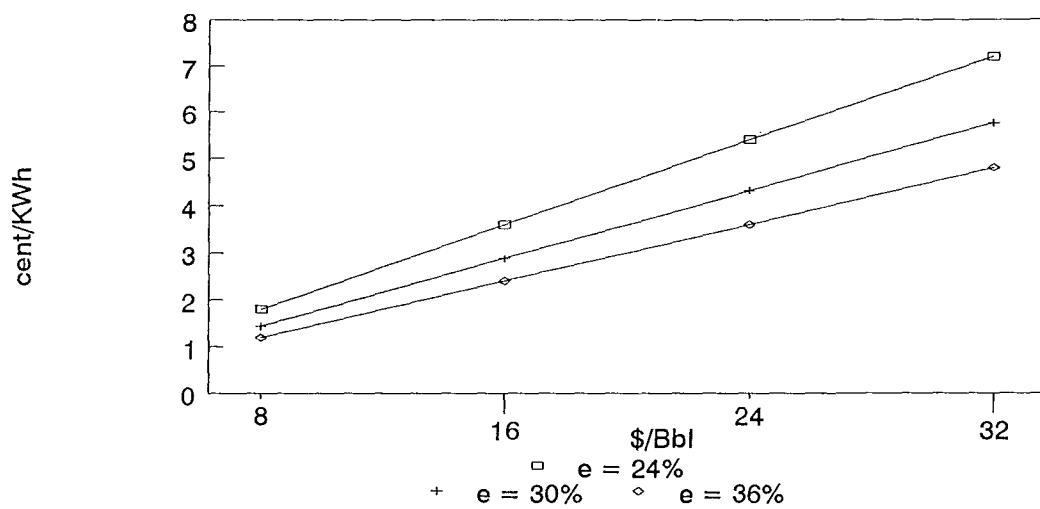
Gráfico 12

Costo del KWh en función del costo del combustible
y de la tecnología empleada.

Combustible: Diesel



Combustible: Búnker



Nota: solo se muestra el costo debido al combustible.
e = eficiencia (%)

Cuadro 1

ISTMO CENTROAMERICANO: CAPACIDAD INSTALADA, 1992

	Total		Potencia instalada (MW)			
	(MW)	%	Hidro	Geo	Vapor	Diesel
Istmo	4264	100.0	2706	165	520	874
Costa Rica	1007	23.6	753	-	10	244
El Salvador	650	15.3	388	95	63	104
Guatemala	836	19.6	488	-	116	232
Honduras	525	12.3	423	-	-	102
Nicaragua	363	8.5	103	70	175	15
Panamá	883	20.7	551	-	156	177

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Nota: Datos al primer semestre de 1992.

CUADRO 2
ISTMO CENTROAMERICANO: PROYECCION DE LA DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

	COSTA RICA		EL SALVADOR		GUATEMALA		HONDURAS		NICARAGUA		PANAMA	
	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
1992	4033	779	2435	456	2834	553	2300	413	1534	278	3036	515
1993	4272	826	2600	487	3273	633	2487	447	1623	295	3299	558
1994	4562	883	2774	519	3489	669	2731	489	1717	312	3488	590
1995	4867	943	2930	539	3698	709	2926	522	1816	330	3689	624
1996	5183	1005	3165	583	3926	751	3086	549	1924	349	3895	659
1997	5511	1069	3407	627	4178	796	3259	578	1992	369	4107	695
1998	5850	1135	3639	659	4442	845	3490	617	2150	390	4330	733
1999	6214	1205	3930	712	4714	894	3684	649	2269	411	4560	772
2000	6597	1280	4226	766	4993	945	3890	683	2397	435	4800	812
2001	6985	1354	4523	807	5301	998	4108	720	2540	461	5051	855
2002	7381	1430	4848	865	5629	1055	4339	758	2688	488	5316	899
2003	7706	1507	5193	926	5979	1116	4584	798	2836	514	5591	946
2004	8196	1585	5561	992	6352	1180	4844	841	2993	543	5878	995
2005	8584	1698	5958	1063	6749	1204	5119	886	3161	573	6180	1046
T. C.(%)	6.0	6.2	7.1	6.7	6.9	6.2	6.3	6.0	5.7	5.7	5.6	5.6

	TOTAL	BLOQUE NORTE		TOTAL	BLOQUE SUR		TOTAL DE LA REGION		
	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b	(GWh)	(MW) a	(MW) b
1992	5269	1009	952	10903	1985	1873	16172	2994	2826
1993	5873	1120	1057	11681	2126	2006	17554	3246	3063
1994	6263	1188	1121	12498	2274	2146	18761	3462	3267
1995	6628	1248	1178	13298	2419	2283	19926	3667	3461
1996	7091	1334	1259	14088	2562	2418	21179	3896	3677
1997	7585	1423	1343	14869	2711	2559	22454	4134	3901
1998	8081	1504	1419	15820	2875	2713	23901	4379	4133
1999	8644	1606	1516	16727	3037	2866	25371	4643	4382
2000	9219	1711	1615	17684	3210	3029	26903	4921	4644
2001	9824	1805	1703	18684	3390	3199	28508	5195	4903
2002	10477	1920	1812	19724	3575	3374	30201	5495	5186
2003	11172	2042	1927	20717	3765	3553	31889	5807	5480
2004	11913	2172	2050	21911	3964	3741	33824	6136	5791
2005	12707	2267	2139	23044	4203	3967	35751	6470	6106
T. C.(%)	7.0	6.4	6.4	5.9	5.9	5.9	6.3	6.1	6.1

Fuente: Reunión de Coordinadores del Proyecto SIPAC, Panamá, Octubre de 1992,
para Honduras, se utiliza la revisión hecha por CEPAL (R.366, 5 de Octubre de 1992),
se han ajustado las proyecciones de Guatemala y Nicaragua, de acuerdo a la evolución de 1992.

a/ Demanda maxima no coincidente

b/ Demanda maxima coincidente

Cuadro 3
Resumen de los Planes de Expansión de las Empresas Eléctricas del Istmo Centroamericano

Año	Total	Costa Rica	MW	El Salvador	MW	Guatemala	MW	Honduras	MW	Nicaragua	MW	Panamá	MW
1992				Berlín BP I	G 5								
	5		0		5		0				0		0
1993		Sandillal	H 32	Berlín BP II	G 5	ENRON (autoprod.)	CI 100			Acahualí I	TG 25	Diesel Lenta	CI 30
				T. G. I y II	TG 66								
	330		32	T. G. III	TG 72		100						
			143								25		30
1994		Miaravalles I	G 55	Chipilapa BP	G 5	Cogenerador	V 10	Zambrano TG I	TG 75	Acahualí II	TG 50		
		Autoproducción	H 20							Diesel Lenta I	CI 20		
	190		75				10			Managua, manten.	V -45		
1995		Toro I	H 66	Berlín BP III	G 5	Zunil I	G 20	Zambrano TG II	TG 50	Diesel Lenta II	CI 20		0
		Miravalles II	G 55			Cogenerador	V 10			Managua, rehab.	V 45		
	271		121				30				65		0
1996		Autoproducción	H 20	Ciclo Combinado	CC 32	Bobos	H 8			Momotombo	G 20	Autoproducción	CI 60
	140		20		32		8				20		60
1997		Diesel Lenta	CI 24	Berlín I	G 24	Santa María II	H 68	Unidad de Vapor	V 150	San Jacinto I	G 40		
		Tejona	E 20	Ahuachapán Est.	G 21	Sta.Ma.I (retiro)	H -8						
				B.P. retiro	G -5								
	334		44		40		60		150				0
1998		Diesel Lenta	CI 48	Berlín II	G 24	Río Hondo	H 18			San Jacinto II	G 40	Barrigón I	H 36
				Chipilapa I	G 24	Vapor III	V 100						
				Miravalle (retiro)	-12								
				B.P. retiro	G -5								
	273		48		31		118		0				
1999		Angostura	H 177	5 Nov. Expansión	H 120	El Palmar PIII	H 23	Turbina de Gas	TG 75	San Jacinto III	G 40	Turbina de Gas	TG 30
							TG 45						
	510		177		120		68		75				30
2000				Vapor I	V 69	Zunil II	G 20			Larreynaga	H 20	Barrigón II	H 87
	196		0		69		20				20		87
2001		Miravalles III	G 55	San Marcos	H 80	Serchil	H 90	Diesel Lenta	CI 40				
		Autoproducción	H 20			Amatitlán	G 20	Turbina de Gas	TG 75				
	380		75		80		110		115				0
2002		Pirris	H 128	Vapor II	V 69			Diesel Lenta	CI 40	Monte grande	H 40	Turbina de Gas	TG 30
	307		128		69		0		40		40		30
2003		Tenorio I	G 90	San Vicente I	G 24	Camotán/Orégano	H 128	Diesel Lenta	CI 40	Brito	H 250	Vapor	V 50
				B.P. retiro	G -5								
	577		90		19		128		40				50
2004		Tenorio II	G 20	Vapor III	V 69	Chulac	H 334	Turbina de Gas	TG 50				
		Guayabo	H 245										
	718		265		69		334		50				0
2005				Vapor IV	V 69			Turbina de Gas	TG 75	Hoyo/Mte. Galán	G 35	Carboeléct. I	VC 150
				San Miguel (retiro)	TG -18		0				35		150
	496		0		51		0		75		70		300
TOTAL	4727		1075		738		986		670		635		623
Hidro.	2022		728		200		661		0		310		123
Geot.	667		275		122		60		0		210		0
Termo.	2038		72		416		265		670		115		500

Notas: 1. H: hidroeléctricas, G: geotérmicas, V: vapor búnker, VC: vapor carbón
CI: combustión Interna, TG: turbinas de gas;
E: eólicas, incluidas en total hidro.

2. Todos los planes corresponden a los presentados en la Reunión de Coordinadores del SIPAC.

Cuadro 4
ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION RECIENTE Y
PROYECCION DE LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.
(GWh)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
ISTMO CENTROAMERICANO							
HIDROELECTRICA	11519	12165	11380	10723	11625	11749	12107
GEOTERMICA	765	770	850	874	904	1225	1731
TERMICA	992	1301	2704	4465	5025	5787	6088
RACIONAMIENTO	0	0	233	110	0	0	0
DEMANDA	13374	14232	14978	16172	17554	18761	19926
COSTA RICA							
HIDROELECTRICA	3318	3497	3630	3390	3528	3652	4010
GEOTERMICA	0	0	0	0		290	649
TERMICA	31	46	176	643	744	620	208
RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	3602	3697	3824	4033	4272	4562	4867
EL SALVADOR							
HIDROELECTRICA	1419	1641	1263	1362	1403	1403	1403
GEOTERMICA	407	384	392	408	438	469	499
TERMICA	149	139	576	605	759	902	1028
RACIONAMIENTO	0	0	161	60	0	0	0
DEMANDA	1980	2165	2235	2435	2600	2774	2930
GUATEMALA							
HIDROELECTRICA	2086	2141	1804	1915	2093	2093	2093
GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	117
TERMICA	108	178	625	919	1180	1396	1488
RACIONAMIENTO	0	0	43	0	0	0	0
DEMANDA	2189	2317	2425	2834	3273	3489	3698
HONDURAS							
HIDROELECTRICA	1988	2279	2313	1942	2115	2115	2115
TERMICA	0	0	0	358	372	616	811
RACIONAMIENTO	0	0	0	0	0	0	0
DEMANDA	1747	1940	2099	2300	2487	2731	2926
NICARAGUA							
HIDROELECTRICA	534	401	334	264	393	393	393
GEOTERMICA	358	386	458	466	466	466	466
TERMICA	333	521	583	754	764	858	957
RACIONAMIENTO	0	0	23	50	0	0	0
DEMANDA	1232	1376	1476	1534	1623	1717	1816
PANAMA							
HIDROELECTRICA	2174	2206	2036	1850	2093	2093	2093
TERMICA	371	417	744	1186	1206	1395	1596
RACIONAMIENTO	0	0	6	0	0	0	0
DEMANDA	2624	2737	2919	3036	3299	3488	3689

Nota: Para los años 1989-91, la demanda corresponde a la generación neta mas (o menos) los intercambios registrados; para el período 1992-95, la demanda corresponde a la proyectada por las empresas eléctricas.

Cuadro 5

ISTMO CENTROAMERICANO: EVOLUCION RECIENTE Y PROYECCION DEL
CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.
(MBI)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
ISTMO CENTROAMERICANO							
TOTAL	1934	1653	5675	8893	9068	10503	11098
BUNKER	594	623	2601	5685	6568	7809	7966
DIESEL	1026	1030	2324	3208	2500	2694	3132
COSTA RICA							
TOTAL	142	89	338	1166	1368	1166	361
BUNKER	31	0	123	514	532	524	233
DIESEL	111	89	215	652	836	642	128
EL SALVADOR							
TOTAL	354	311	1371	1367	1413	1642	1888
BUNKER	297	269	770	780	872	872	872
DIESEL	57	42	601	587	541	770	1016
GUATEMALA							
TOTAL	320	444	1350	1776	1958	2364	2526
BUNKER	174	256	575	981	1649	1841	1867
DIESEL	146	188	775	795	309	523	659
HONDURAS							
TOTAL	0	0	0	600	546	1090	1486
BUNKER	0	0	0	580	450	730	769
DIESEL	0	0	0	20	96	360	717
NICARAGUA							
TOTAL	160	120	1145	1478	1412	1557	1714
BUNKER	92	98	1133	1460	1382	1406	1710
DIESEL	68	22	12	18	30	151	4
PANAMA							
TOTAL	958	689	1471	2506	2371	2684	3123
BUNKER	644	689	721	1370	1683	2436	2515
DIESEL	314	0	750	1136	688	248	608

Notas: En Guatemala, el consumo de Búnker incluye el crudo utilizado en el
Ciclo Combinado de la Planta La Laguna.
Valores estimados para el período 1992-95

Cuadro 6

ISTMO CENTROAMERICANO: ENERGIA HIDROELECTRICA GENERABLE EN CADA PAIS
GWh

	DATOS HISTORICOS						HIDROCONDICIONES		
	1987	1988	1989	1990	1991	PROMEDIO	CRITICA	MEDIA	VALOR ESPERADO
ISTMO	9979	10658	11519	12166	11380	11140	9418	12487	12090
COSTA RICA	2994	3040	3318	3497	3630	3296	2613	3522	3408
EL SALVADOR	1128	1297	1419	1642	1263	1350	1318	1749	1673
GUATEMALA	1698	1847	2086	2141	1804	1915	1471	2194	2097
HONDURAS	1741	1897	1988	2279	2313	2044	1972	2126	2116 a/
NICARAGUA	393	385	534	401	334	409	214	462	431
PANAMA	2025	2192	2174	2206	2036	2127	1830	2434	2365 a/

a/ Estos valores esperados no se podran obtener en 1992 por lo bajo de los niveles en El Cajón y Bayano al término del invierno-91. Se estiman respectivamente en 1868 y 2187 GWh

Cuadro 7
ISTMO CENTROAMERICANO: EFICIENCIAS OBSERVADAS Y
ESPERADAS EN LAS CENTRALES TERMICAS

	GWh	MBI	Eficiencia		
			kWh/bl	kWh/Gal	%
<u>1990</u>					
Total	<u>1343.3</u>	<u>2913</u>	<u>461.1</u>	<u>11.0</u>	<u>24.9</u>
Diesel	249.8	655	381.4	9.1	20.6
Bunker	1093.5	2258	484.3	11.5	26.1
<u>1991</u>					
Total	<u>2157.8</u>	<u>5675</u>	<u>380.2</u>	<u>9.1</u>	<u>20.5</u>
Diesel	702.5	2353	298.6	7.1	16.1
Bunker	1455.2	3322	438.1	10.4	23.7
<u>1992</u>					
Total	<u>4392.0</u>	<u>8893</u>	<u>493.9</u>	<u>11.8</u>	<u>26.7</u>
Diesel	1350	3188	423.5	10.1	22.9
Bunker	3042	5705	533.2	12.7	28.8
<u>1993</u>					
Total	<u>4825.0</u>	<u>9068</u>	<u>532.1</u>	<u>12.7</u>	<u>28.7</u>
Diesel	1527	2500	610.8	14.5	33.0
Bunker	3298	6568	502.1	12.0	27.1
<u>1994</u>					
Total	<u>5487.0</u>	<u>10503</u>	<u>522.4</u>	<u>12.4</u>	<u>28.2</u>
Diesel	1730	2694	642.2	15.3	34.7
Bunker	3757	7809	481.1	11.5	26.0
<u>1995</u>					
Total	<u>6015.0</u>	<u>11098</u>	<u>542.0</u>	<u>12.9</u>	<u>29.3</u>
Diesel	1565	3132	499.7	11.9	27.0
Bunker	4450	7966	558.6	13.3	30.2

Cuadro 8

ISTMO CENTROAMERICANO: FACTURA PETROLERA Y SU
PORCENTAJE RESPECTO A LAS EXPORTACIONES TOTALES

	1988			1989			1990			1991			1992	
	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$	%	MMBbl	MM\$
ISTMO	40.8	765	8.9	41.1	837	9.1	43.2	1109	11.0	47.1	1093	9.7	51.0	1121
COSTA RICA	7.0	114	7.0	7.4	148	8.0	7.4	192	9.8	7.9	184	8.5	8.2	188
EL SALVADOR	5.3	93	9.9	5.5	117	12.8	6.0	153	17.7	7.3	174	19.3	8.1	178
GUATEMALA	9.1	194	15.3	9.1	189	13.3	9.9	276	17.5	10.5	262	15.7	11.4	281
HONDURAS	5.7	107	10.6	6.0	132	12.9	5.6	154	15.6	5.9	152	16.0	6.6	152
NICARAGUA	5.2	113	41.4	4.4	88	25.4	4.9	121	33.9	4.7	104	35.2	5.3	101
PANAMA	8.5	144	4.1	8.7	163	4.4	9.4	214	4.9	10.8	217	4.1	11.4	221

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales.

Notas: 1) MMBbl y MM\$ significan millones de barriles y millones de dolares.

2) Valor CIF de las importaciones y FOB de las exportaciones.

3) Datos estimados para 1992.

III. VENTAJAS DE LA INTEGRACION ELECTRICA

El propósito de este capítulo es analizar las perspectivas de integración en los subsectores eléctricos del Istmo Centroamericano, como una opción viable que permita a los países de la región satisfacer en mejor forma los requerimientos del subsector y utilizar en una manera más racional los recursos.

Se analizan en una primera parte los niveles de integración que se han planteado y los beneficios que proporcionan las interconexiones; posteriormente se describen los antecedentes de las iniciativas de integración eléctrica en el Istmo Centroamericano y los proyectos que sobre este tema se están ejecutando o bien están bajo consideración.

1. Los beneficios de las interconexiones

Generalmente las interconexiones eléctricas internacionales se planifican y construyen sobre la base de intercambios de energía de gran envergadura. También una justificación para su realización consiste en la construcción de una planta generadora, con la participación de dos o más países involucrados. Sin pretender una enumeración exhaustiva, a continuación se describen algunos de los beneficios potenciales adicionales que refuerzan las razones meramente económicas para construir este tipo de proyectos.

a) Diferimiento de obras

La planificación de las interconexiones internacionales puede redundar en importantes beneficios económicos si se coordina, al menos parcialmente, la planificación de las adiciones de generación. Asimismo, pueden derivar beneficios sobre las inversiones de transmisión por el mismo motivo. Merced a esta coordinación de las adiciones, se aprovechan mejor las economías de escala, al poderse construir plantas más grandes para servir mercados mayores. El país con dependencia temporal logra importantes ahorros por el diferimiento que puede aceptar gracias a la garantía del suministro que obtendría del país vecino-socio.

b) Intercambios de energía económica

Una vez que se encuentran interconectados los sistemas eléctricos de países vecinos, se está en posibilidad de concretar beneficios económicos importantes, al desplazar la energía con costos de producción mayores de un país, por la de menor costo del otro.

c) Almacenamiento de agua

Suele ocurrir que en un país, por falta de capacidad de almacenamiento, se derrame agua, pese a tener capacidad de generación disponible. En estas condiciones, algún sistema eléctrico vecino, con el cual exista interconexión eléctrica, podría "almacenar" el agua para luego regresarla al país con excedentes temporales.

d) Aprovechamiento de las diversidades

En general existen diversidades cronológicas en las curvas de carga de los sistemas interconectados. Se las puede aprovechar para tener menores cantidades de reserva, o bien para eliminar la necesidad de sincronizar, por requerimientos de demanda máxima, unidades generadoras costosas (turbinas de gas). Un sistema podría prescindir de dicha generación, apoyándose en las reservas del sistema vecino mediante la "compra" de capacidad de punta. Igualmente puede obtenerse grandes beneficios del aprovechamiento de las diversidades hidrológicas, entre ellos, el explicado antes como "almacenamiento" de agua.

e) Apoyo en emergencias

Especialmente cuando los sistemas eléctricos son de tamaño reducido, la falta repentina de una planta generadora repercute en restricciones del suministro eléctrico. Al estar interconectados los sistemas, éstas restricciones pueden desaparecer. La respuesta es una característica natural de los sistemas eléctricos interconectados.

f) Apoyo ante catástrofes

Ante condiciones de catástrofes naturales, como huracanes, fallas en grandes centrales, etcétera, las interconexiones internacionales aportarían soluciones alternativas para el suministro que,

de otra manera, significaría enormes racionamientos, con los consiguientes daños para la economía del país afectado.

2. Antecedentes de la integración eléctrica en el Istmo Centroamericano

Se mencionan a continuación los principales antecedentes en materia de integración de los subsectores eléctricos del Istmo Centroamericano:

a) Desde fines de la década de los cincuenta, la CEPAL ha estado impulsando proyectos para la interconexión eléctrica de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano, para lo cual ha llevado a cabo un seguimiento estrecho sobre el desarrollo de los sistemas de esos países. En 1958, fue creado el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (SCERH), con el propósito de fomentar y coordinar las acciones entre las empresas eléctricas del área e impulsar la elaboración de estudios sobre el desarrollo integrado del subsector y los recursos hídricos de la región. En 1963 se fundó el Grupo Regional de Interconexión (GRIE), a fin de apoyar la integración del subsector eléctrico de la región. La Subsede en México de la CEPAL actúa como Secretaría del Subcomité y del GRIE.

b) En 1976 la CEPAL realizó el Estudio Regional de Interconexión Eléctrica Centroamericana (ERICA) y desde el inicio de los proyectos de interconexiones subregionales, la CEPAL ha apoyado y desarrollado numerosos estudios tendientes a mejorar la operación de los sistemas interconectados.

c) Desde 1979, las empresas eléctricas nacionales iniciaron gestiones para integrar el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). En 1985 se aprobó el convenio constitutivo de este organismo internacional, el cual fue ratificado por los órganos legislativos de los seis países del Istmo Centroamericano. El protocolo de acuerdo fue depositado en la Organización de las Naciones Unidas y en la Organización de Estados Americanos, lo que le da el carácter de un organismo internacional y autonomía y personería jurídica propia. Debido a la crisis financiera que afectaba a las empresas eléctricas, éstas acordaron que la Secretaría del CEAC fuera financiada por el país sede; decidieron encomendar la Secretaría Ejecutiva del CEAC a uno de sus funcionarios de planta, quien además continuaría realizando sus tareas habituales, lo que indudablemente absorbe tiempo considerable, y convinieron en que la sede se rotaría cada dos años entre los seis países. El primer período correspondió a la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL) de

El Salvador, y comprendió del 1 de agosto de 1989 al 31 de julio de 1991. Actualmente la sede le corresponde al INE y en agosto de 1993 será transferida al INDE. Este organismo regional es una clara expresión de la viabilidad de la integración en materia energética. Sin duda, el CEAC es la entidad idónea para proponer, coordinar y ejecutar programas de cooperación regional en beneficio de las seis empresas eléctricas del Istmo Centroamericano.

3. Las interconexiones subregionales

El proceso de interconexión regional se inició en 1976, con la línea entre Honduras y Nicaragua; continuó en 1982 con la interconexión entre Nicaragua y Costa Rica; en 1986, por una parte se construyó la línea entre Costa Rica y Panamá y, por la otra, la interconexión entre Guatemala y El Salvador, conformándose los dos sistemas interconectados subregionales que actualmente operan: el bloque norte y el bloque sur.

Para el proyecto de interconexión El Salvador-Honduras están concluidos los estudios de ingeniería y diseño; sin embargo, es necesario revisar dichos estudios. Asimismo se tienen negociaciones avanzadas para su financiamiento. Se estima iniciar su construcción en 1993 y ponerlo en operaciones a fines de 1995; así quedarían interconectados los seis países.

Las transferencias brutas entre los países de cada bloque subregional han sido de los tipos siguientes: a) suministro de energía hidroeléctrica, proveniente de excedentes programados o circunstanciales, para sustituir generación térmica, sobre la base de combustibles fósiles (transferencia tipo 1); b) suministro de energía hidroeléctrica para almacenarla en un segundo país, que cuenta con algún embalse de gran capacidad de regulación (transferencia tipo 2); c) suministro de energía de origen térmico, sobre la base de combustibles fósiles, en casos de emergencia, para evitar situaciones de racionamiento en el país receptor (transferencia tipo 3), y d) paso, por un país intermedio, de energía que se transfiere entre sistemas eléctricos no fronterizos (transferencia tipo 4). En el caso del tipo 2, la energía "embalsada" generalmente regresa al país de origen, donde desplaza generación térmica en la época seca. Aunque los cargos pueden variar de manera considerable entre los diferentes tipos de transferencias brutas, la valorización completa de la energía transferida se logra, en los tres primeros, mediante el ahorro de combustible en las centrales térmicas cuya generación se desplaza, o por la eliminación del racionamiento de energía eléctrica.

La mayor parte de los intercambios, hasta ahora han sido del tipo 1, o sea, casos en los cuales tiene a su disposición excedentes de energía hidroeléctrica cuyo costo marginal es prácticamente nulo, situación que facilita las negociaciones.

Las transferencias de energía producidas por generación térmica de vapor, al sustituir en el país receptor la electricidad producida a base de diesel (transferencias tipo 5), posibilitarían reducir la factura por consumo de combustible. Se estima que este tipo de transferencias podría representar ahorros hasta por unos 12 millones de dólares al año, pero la cristalización de estos intercambios requiere una mayor coordinación y también de mejores y más avanzados mecanismos para el pago de las transacciones energéticas.

Desde el punto de vista técnico, el factor que más fuertemente ha marcado la operación interconectada es la debilidad, tanto de las propias redes nacionales, como de las líneas de interconexión, lo cual ha dado lugar a serios problemas de estabilidad.

No obstante lo anterior, desde su inicio hasta 1991 las interconexiones subregionales han registrado intercambios por 4,184 GWh, de los cuales 196 GWh (5%) corresponden al bloque norte y 3,988 GWh (95%) al bloque sur (véase el gráfico 13). Este volumen de transferencias representa la sustitución de aproximadamente 8 millones de barriles de combustibles.

RESUMEN DE INTERCAMBIOS DE ENERGIA EN LAS INTERCONEXIONES REGIONALES DESDE SU INICIO HASTA 1991

(GWh)

	1976-1979	1980-1989	1990-1991	Total
Bloque norte		167	29	196
Bloque sur	87	3,140	907	4,134
Total	87	3,307	936	4,330

Es importante señalar dos situaciones que incidieron fundamentalmente en las transferencias: en 1983 y 1984, Costa Rica exportó 910 GWh (21%) correspondientes a excedentes del Complejo Hidroeléctrico Arenal-Corobicí y en el período 1987-1991 Honduras exportó 1,472 GWh (34%) de la hidroeléctrica El Cajón.

4. Justificación para profundizar la integración del subsector eléctrico de América Central

Las acciones tendientes a aumentar la integración eléctrica del Istmo Centroamericano deberán considerar las condiciones que prevalecerán los próximos años, muy diferentes a las observadas anteriormente. Entre los aspectos sobresalientes se menciona:

a) Crecimiento sostenido de la demanda y el consumo de energía eléctrica, como consecuencia de los procesos de estabilización y pacificación.

b) Virtual desaparición de los excedentes de energía hidroeléctrica, por lo que los intercambios de este tipo de energía serán mínimos; se estima que sólo ocurrirán en temporada de lluvias, cuando la demanda de un país no pueda absorber toda la producción hidroeléctrica, tanto por falta de demanda (carga liviana) como de capacidad de embalses.

c) Incremento del consumo de combustibles para la generación de energía eléctrica. La participación de la producción térmica será cada vez mayor, y ello obligará a hacer reparaciones importantes en las centrales existentes e instalar nuevas plantas térmicas.

d) La cartera de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos con estudios a nivel de factibilidad es escasa, situación que incide en la fragilidad de los planes de expansión de las empresas. Atrasos en la entrada de algún proyecto podrían provocar dificultades para el suministro de energía y obligar a la adquisición de centrales térmicas, adicionales a las previstas en los planes de expansión actuales, con lo que aumentaría la dependencia de los hidrocarburos.

e) Disminución progresiva de la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica. Descenso de la reserva y fragilidad de los sistemas ante situaciones como salidas forzadas o no previstas de las centrales, o bien la merma de los caudales en las hidroeléctricas, como consecuencia de sequías.

f) La eventual inauguración en 1995 de la interconexión El Salvador- Honduras, aunque posibilita una mejor gestión de los intercambios también presentará mayores problemas de

estabilidad, situación que requerirá un esfuerzo adicional en la coordinación de la operación de los sistemas regionales.

g) Los subsectores eléctricos de la región enfrentan serios problemas institucionales, administrativos y financieros. Las medidas que se adopten en cada país para la corrección de estas deficiencias deben coincidir en la óptima utilización de los recursos, como una opción para satisfacer las crecientes necesidades de energía eléctrica.

h) Aun cuando parecen modestos, los proyectos considerados en los planes de expansión de los países requieren inversiones superiores a 800 millones de dólares anuales. No existen buenas perspectivas para lograr el acceso al crédito externo y los gobiernos han limitado los subsidios para el subsector eléctrico.

De acuerdo con la situación descrita en los párrafos anteriores, las acciones principales tendientes a incrementar la integración de los subsectores eléctricos del Istmo Centroamericano que ha propuesto la CEPAL están encaminadas a alcanzar en el corto y mediano plazo: a) la operación coordinada y b) la planificación coordinada. Para un plazo mayor se podría tender a la operación conjunta y a la planificación integrada.

Se han identificado diferentes grados en la coordinación de las actividades de la operación y planificación de los sistemas eléctricos, incrementándose los beneficios en la medida en que se logra una mayor integración de esas actividades.

Se denomina operación coordinada a un escenario que posibilite las transferencias, tanto de origen hidroeléctrico como térmico, con el propósito de reducir los costos de operación de la región. La CEPAL formuló, ^{6/} dentro del marco de la fase II del DIEICA, un proyecto dirigido a simular la operación coordinada de los sistemas eléctricos de los seis países de América Central. Dicho proyecto fue analizado y aprobado por las autoridades de las empresas eléctricas de América Central. La operación conjunta --el nivel de integración más profundo en la gestión de sistemas eléctricos interconectados-- supone una operación integrada que minimiza los costos globales de explotación.

La planificación coordinada consiste en identificar --basándose en los planes individuales de desarrollo de cada país y tendiendo a su integración gradual-- proyectos regionales o binacionales,

^{6/} Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Operación coordinada de los sistemas eléctricos. Perfil de Proyecto (LC/MEX/R.393/Rev.1), 31 de enero de 1991,

que podrían concretarse en el mediano plazo, mediante la participación de dos o más países y que representarían ahorros atractivos en las inversiones de la región.

La planificación conjunta, concebida como una etapa posterior, abarca el desarrollo del subsector eléctrico como una sola región.

Dentro del marco del proyecto DIEICA fase II, la CEPAL elaboró el perfil del "Programa de Actividades Regionales en Planificación Eléctrica" (PARPE), ^{7/} que se preparó considerando experiencias anteriores sobre proyectos regionales en el subsector eléctrico del Istmo Centroamericano, y tiene por objetivo impulsar, sobre bases sólidas, las actividades de integración de la planificación en el subsector.

La planificación conjunta de los subsectores eléctricos fue abordada por la CEPAL anteriormente; ^{8/} sin embargo, las condiciones imperantes en la década anterior no permitieron, con excepción de las interconexiones binacionales, el desarrollo de proyectos regionales.

Los beneficios de la planificación conjunta se basan principalmente en los siguientes hechos:

- i) Menores requerimientos de reserva de potencia.
- ii) Economías de escala, al ser factibles proyectos de mayor capacidad en escenarios integrados.
- iii) La postergación de inversiones como resultado de una ubicación óptima en el tiempo de los proyectos de generación.
- iv) Menores costos de operación de los sistemas eléctricos.

5. Las perspectivas de la integración del subsector

Las perspectivas económicas y energéticas de los seis países de la región revelan como una opción viable la definición de un proceso de integración energética del Istmo Centroamericano, cuya componente eléctrica estaría formada por cuatro fases. Estas etapas, referidas a los sistemas interconectados nacionales, serían las siguientes: operación coordinada, operación conjunta, planificación coordinada y planificación conjunta.

^{7/} Véase, CEPAL, Istmo Centroamericano: Programa de Actividades Regionales en Planificación Eléctrica (PARPE) (LC/MEX/R.356), 19 de junio de 1992.

^{8/} Véase, CEPAL, Estudio Regional de Interconexión Eléctrica (ERICA), 1980.

La primera etapa comprende la planificación operativa conjunta, a corto plazo, de las empresas eléctricas de los dos bloques subregionales. El intercambio sistemático de información amplia y confiable, tanto técnica como económica, también se iniciaría en esta fase. Esto significaría un avance, ya que al presente cada país sólo informa al resto sus disponibilidades de exportación para un período corto. El Programa de Actividades Regionales del Subsector Eléctrico (PARSEICA), actualmente en ejecución, apoya en gran medida la concreción de esta fase.

En la segunda etapa de operación conjunta, todos los sistemas de generación del Istmo Centroamericano operarían como una sola región. Para ello se deben implantar algunas medidas técnicas, institucionales, económicas y financieras.

En la tercera etapa, los países coordinarían sus planes de expansión y aceptarían cada vez un mayor grado de interdependencia, con el objeto de comenzar a reducir y a racionalizar las inversiones en los medios de producción. En esta etapa se deberán evaluar proyectos regionales de generación que tengan viabilidad para realizarse en el mediano plazo y que, además de ser económicamente atractivos, representen una alternativa que permita garantizar el cubrimiento de la demanda de energía en la región, ante contingencias en los planes de expansión de los países.

La última fase comprendería el desarrollo integrado de los seis sistemas interconectados nacionales, como una sola región. De esta manera se obtendrían los máximos beneficios, tanto por ahorro en la operación como en las inversiones.

Considerando la situación del subsector, se deberá dar prioridad a la culminación de las actividades de la primera etapa, e iniciar cuanto antes las actividades de la tercera etapa para ingresar a la planificación regional del subsector.

Las acciones para incrementar el nivel de la integración de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano son de índole técnica, económica, financiera e institucional. Estas acciones tendrían como meta que, en el mediano plazo, los sistemas interconectados nacionales se encontraran operando en forma "conjunta" y ejecutarán una "planificación coordinada".

El proyecto Sistema de Interconexión para los países de América Central (SIPAC), que se describe de manera sucinta en la siguiente sección, evaluará los beneficios económicos que lograrían los países del Istmo Centroamericano si optaran por coordinar sus adiciones de generación; incluso se determinarían los beneficios que se producirían ante una planificación conjunta. En ambos casos se considerará la gestión conjunta de los sistemas eléctricos interconectados.

6. Descripción de los proyectos de integración en ejecución o bajo consideración

a) El Programa de Actividades Regionales en el Subsector Eléctrico del Istmo Centroamericano (PARSEICA)

Este Programa tiene por objetivo fortalecer la capacidad técnica de las empresas eléctricas en los ámbitos de planeamiento y seguridad operativa. Comprende el desarrollo y la transferencia de modelos (incluyendo las computadoras) a las seis empresas eléctricas nacionales, para optimizar el uso de sus recursos hidrotérmicos y el análisis de los sistemas eléctricos interconectados. Actualmente está en ejecución (el ICE actúa como Unidad Ejecutora). Demanda alrededor de tres millones de dólares, de los cuales el BID financia como cooperación técnica no reembolsable 2.3 millones.

b) El Sistema de Interconexión para los países de América Central (SIPAC)

Originalmente este proyecto --que se empezó a estudiar a fines de 1987-- preveía la puesta en servicio en 1992 de una línea de 500 kV, que iría desde Panamá hasta Guatemala (1,680 km). Con el propósito de identificar el programa de desarrollo de una interconexión más robusta, acorde con las posibilidades de intercambios de potencia y energía que se prevén para el futuro, así como con los recursos financieros de las empresas, y para analizar la conveniencia técnica, financiera y la oportunidad en el tiempo de dicho desarrollo, recientemente se han retomado los estudios. El proyecto SIPAC desde sus inicios viene siendo impulsado por el Grupo ENDESA de España y auspiciado por el gobierno español.

c) La interconexión eléctrica entre El Salvador y Honduras

Este enlace, único tramo faltante para completar la interconexión actual en el Istmo Centroamericano, ya cuenta con el veredicto de elegibilidad para su financiamiento por parte del BCIE. Es necesario actualizar el estudio de factibilidad, que ya fue hecho anteriormente.

d) La interconexión eléctrica entre Guatemala y México

La CFE y el INDE realizaron con recursos propios (humanos y metodológicos), el estudio de prefactibilidad para interconectar sus sistemas eléctricos. Para esta iniciativa --que se da en el marco del G-3-- se ha contado con el apoyo de la CEPAL-México. Ambas empresas eléctricas ya aprobaron los términos de referencia para llevar a cabo el estudio de factibilidad. Debido a que lo harán con recursos propios, sólo se necesita conseguir el financiamiento para los traslados de los profesionales participantes (alrededor de 60,000 dólares).

e) El estudio de prefactibilidad del G-3

Consistiría en definir esquemas de integración, formular escenarios, seleccionar y evaluar técnica y económicamente opciones de desarrollo, para aprovechar de una manera más racional e intensiva los recursos naturales de los nueve países involucrados: los seis de América Central y los tres del G-3 (Colombia, México y Venezuela). Se dispone de los términos de referencia para este estudio, los cuales fueron modificados recientemente para tomar en cuenta los resultados que se obtengan de los nuevos estudios del proyecto SIPAC. El BID apoyará una primera etapa (prospectiva) del estudio de prefactibilidad del G-3, aportando una cooperación técnica de 150,000 dólares.

f) El proyecto hidroeléctrico Boruca de Costa Rica (1,500 MW)

Recientemente han iniciado pláticas las autoridades del ICE con las de CFE para impulsar el desarrollo de la cuenca electroenergética de América Central. El desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos, mediante la planificación coordinada, proporcionaría energía producida con recursos naturales a los países del Istmo. Posiblemente consistiría en una línea de corriente continua (superpuesta a las líneas del proyecto SIPAC) de Costa Rica a México para exportar los excedentes, en una primera fase de largo plazo (unos 10 años).

g) Proyectos de cooperación técnica CEAC-NORDEL

Esta cooperación técnica, financiada por los países nórdicos, por un monto aproximado de un millón de dólares, está siendo ejecutada por el CEAC. Consiste en 12 proyectos regionales de

distintas magnitudes; los cuatro que demandan un poco más del 60% del presupuesto son:

- i) mantenimiento eléctrico y mecánico de plantas; ii) planificación y diseño de redes de distribución;
- iii) reducción de pérdidas en distribución, y iv) rehabilitación de plantas térmicas.

h) La fase II del proyecto: Desarrollo Institucional e Integración Eléctrica del Istmo Centroamericano (DIEICA II)

El objetivo general de este proyecto fue identificar planes de acción para reforzar la capacidad institucional y gerencial de las empresas eléctricas para mejorar la eficiencia operacional de los sectores eléctricos de cada país y facilitar la operación del sistema interconectado de la región. El DIEICA II fue financiado por el PNUD en el marco del PEC. El Banco Mundial fungió como Agencia Ejecutora y la CEPAL como Agencia Ejecutora Asociada. Como resultado se cuenta con una cartera de 13 proyectos regionales y 110 nacionales, que demandan respectivamente 3.9 y 12.7 millones de dólares.

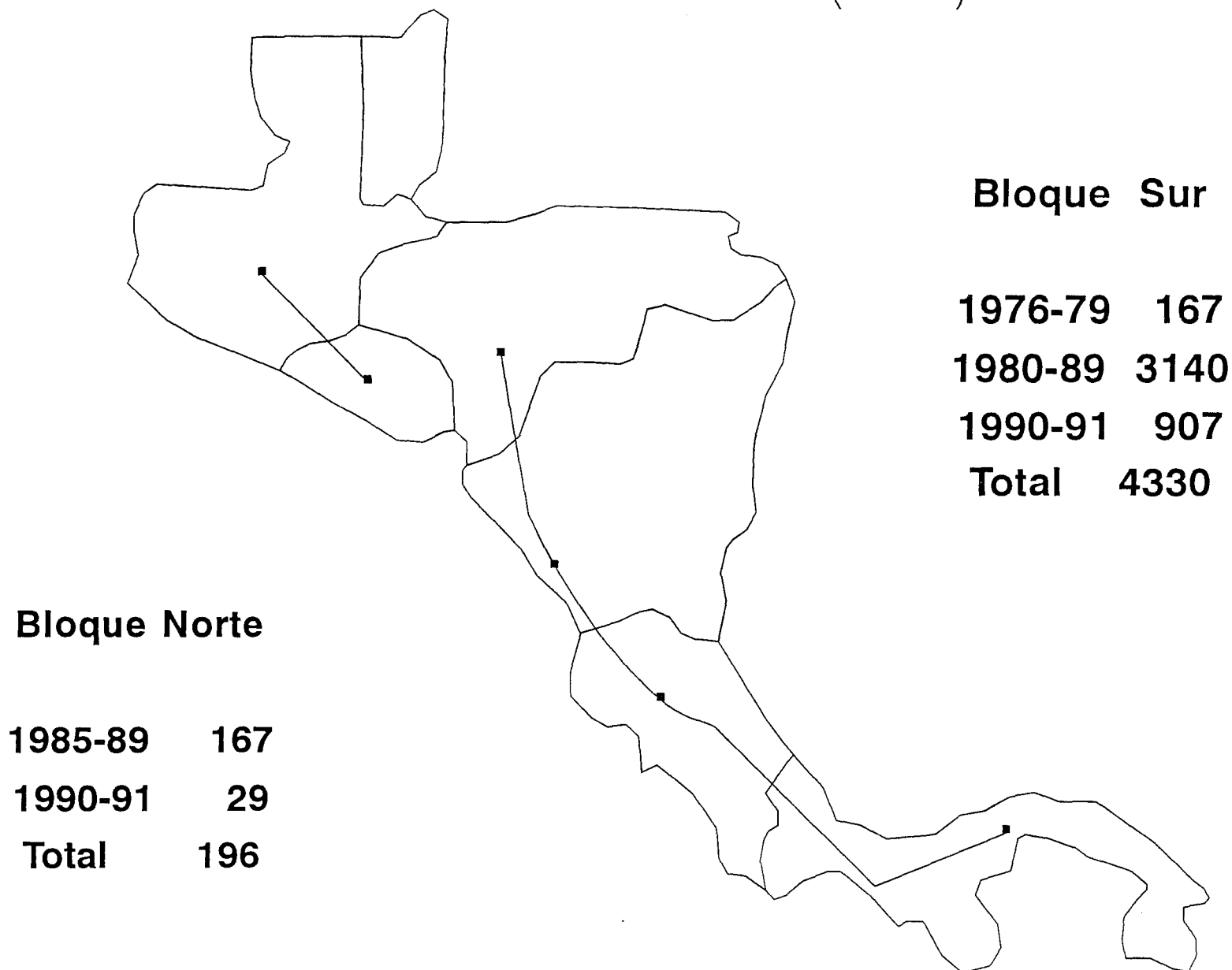
i) El proyecto sobre administración de la demanda y ahorro de energía CEAC-OLADE con apoyo de la CEE

Este proyecto, ejecutado por la OLADE, cuenta con el apoyo técnico y financiero de la CEE. Mediante un acuerdo entre OLADE y el CEAC se están desarrollando los elementos asignados al subsector eléctrico de América Central bajo la supervisión del CEAC.

j) Proyecto Energético del Istmo Centroamericano-Comisión de las Comunidades Europeas (PEICEE)

Este proyecto cuenta con la colaboración técnica y financiera de la CEE y tiene como propósito general apoyar el desarrollo de la producción y uso racional de la energía en el sector productivo de la región. Específicamente se concentra en promover la generación privada y la cogeneración y uso de recursos agroindustriales para producir electricidad. También tiene como propósito colaborar con las instituciones públicas para integrar políticas energéticas y de protección al medio ambiente; como parte de este propósito, auspicia las reuniones anuales, que se iniciaron en 1991, de los Ministros de Energía de América Central, constituidos como el Foro Regional Energético de América Central (FREAC). El PEICEE está siendo ejecutado por el CADESCA.

Gráfico 13
Istmo Centroamericano: Resumen
de intercambios. (GWh)



IV. LOS PROBLEMAS PRINCIPALES QUE AQUEJAN AL SUBSECTOR ELECTRICO DE AMERICA CENTRAL

El servicio eléctrico en la región centroamericana es atendido básicamente por empresas públicas, y en una pequeña proporción por cooperativas del sector privado. Con excepción de Costa Rica, no existe en los países un poder regulador del servicio en cuanto a política de precios, concesiones, control de calidad, etc.; en consecuencia, esas funciones son realizadas por las propias empresas, que requieren del ministerio del ramo la aprobación de sus cuadros tarifarios. Asimismo, otras dependencias del gobierno tienen injerencia en las actividades de las empresas, en aspectos como presupuesto, planeamiento, adquisiciones, asignación de fondos, etc., lo que generalmente acarrea una operación ineficiente de las entidades que se encargan del servicio de electricidad.

De acuerdo con el marco institucional vigente, los consejos directivos de las empresas poseen atribuciones limitadas, su personal ejecutivo no goza de la continuidad necesaria, y los bajos salarios y falta de motivación promueven una deserción de sus cuadros profesionales, especialmente de los más calificados.

El grado de participación del sector privado en el desarrollo y operación del servicio es mínimo y recién ahora algunas de las empresas, como el ICE de Costa Rica, la CEL de El Salvador y el INDE de Guatemala, están tomando medidas para incentivar la participación privada, que como elemento central de motivación requeriría un marco regulatorio apropiado.

Desde el punto de vista financiero, el subsector ha experimentado en la última década un fuerte deterioro, provocado principalmente por un descenso en el ritmo de crecimiento de la demanda --con la consiguiente disminución de los ingresos--, el no ajuste de la tarifa en términos reales para tener en cuenta la inflación y la devaluación, las elevadas inversiones en generación decididas en la década de los setenta, la acentuada mora en las cobranzas y el crecimiento de las pérdidas en el suministro por las malas condiciones de mantenimiento y el robo de electricidad.

El precio medio de las tarifas --con excepción de Panamá-- está sensiblemente por debajo del costo marginal de largo plazo; al mismo tiempo, se verifica una importante distorsión entre los precios cobrados al sector residencial frente al de otros sectores, así como entre los precios de energía en bloque y los aplicados al consumidor final.

Con relación a las características técnico-operativas, como se comentó previamente, el subsector ha tenido un marcado desarrollo en el uso de sus fuentes hidráulicas debido al impacto de las crisis del petróleo en la década de los setenta. En la actualidad, aproximadamente dos tercios de la capacidad instalada corresponde a centrales hidroeléctricas; sólo dos países, El Salvador y Nicaragua, tienen generación geotérmica. El sobreequipamiento que existía hace algunos años se ha ido extinguiendo y, en razón del peso que tiene la generación hidroeléctrica, cuando se combina un escaso aporte hidráulico por prolongadas sequías con una indisponibilidad parcial del parque térmico, hay racionamiento del servicio, como ocurrió en los dos últimos años en varios países del Istmo. Esto revela la necesidad de iniciar nuevas inversiones acordes con planes de expansión elaborados con criterios de mínimo costo, utilizando tasas de actualización que reflejen el costo de capital.

En la última década, la generación creció a una tasa del 5.2% anual y las ventas a razón de 4.8%, lo que refleja el notable aumento de las pérdidas. En relación con el consumo, destaca la elevada participación del sector residencial con un 37%, seguido del industrial con un 28%, el comercial con 21% y otros con 14%. En cuanto a la cobertura del servicio, que actualmente es del 48% promedio en la región, se produjo en los últimos años un crecimiento del número de consumidores cercano al 6% anual.

Desde 1976 la región dispone de un sistema interconectado incompleto, ya que falta la unión entre El Salvador y Honduras, y débil, ya que se trata de una línea de gran longitud de 230 KV. No obstante, ha prestado sus servicios de transferencia en condiciones de emergencia y para aprovechar el exceso de capacidad instalada, ocurrida primero en Costa Rica y después en la central El Cajón en Honduras. Desde el punto de vista operativo e institucional, la interconexión adolece de serias deficiencias, que consisten en la falta de planeamiento de la operación de transferencias, la ausencia de un organismo de supervisión y coordinación y la falta de uniformidad de criterios para la formulación de los convenios de intercambio.

V. ESTRATEGIAS Y COOPERACION TECNICA QUE SE PROPONEN PARA IMPULSAR LA INTEGRACION ELECTRICA

Como se deduce de los párrafos anteriores, los problemas que mayormente afectan al subsector eléctrico son estructurales en los ámbitos institucional, gerencial y financiero. Estos problemas se manifiestan ya en riesgos altos para poder satisfacer la demanda de energía eléctrica con la confiabilidad y calidad adecuadas. A tal grado que, si no se toman medidas urgentes, la falta de un suministro eléctrico adecuado podría convertirse en un cuello de botella para el desarrollo económico de los países.

1. Estrategia para el corto plazo (1993-1995)

Ante la crítica situación que enfrentan las empresas eléctricas para lograr restablecer el equilibrio oferta-demanda de energía eléctrica, se propone realizar un conjunto de cooperaciones técnicas (véase cuadro adjunto), orientadas a fortalecer la capacidad institucional y técnica (en operación, planificación y finanzas) de las empresas eléctricas. De cualquier manera, y aun realizándose todas estas cooperaciones técnicas, lo más importante sería el compromiso que asuman los gobiernos para lograr que los efectos sean duraderos.

Istmo Centroamericano: Proyectos de Cooperación Técnica que se proponen para impulsar la integración eléctrica regional

Título	Objetivos	Nivel de formulación	Monto (miles de dólares)
Análisis regional sobre marcos regulatorios y tipos de organización de empresas eléctricas	Realizar un análisis a fondo de la situación regulatoria en materia de electricidad en cada país. Ofrecer un marco de discusión y análisis a las autoridades involucradas, incluyendo la presentación de diversas experiencias en América Latina y en otras regiones. Uniformar en lo posible las bases de los marcos regulatorios nacionales.	100%; aún no se envía a consulta de las empresas	1,210
Operación coordinada de los sistemas eléctricos interconectados	Resolver los problemas institucionales y técnicos que impiden concertar transacciones de energía económica; esto es, el desplazamiento de energía cara (producida con diesel) de un país por la de menor costo (generada con búnker) de otro país.	100% y aprobado por las empresas eléctricas	467
Fortalecimiento del CEAC	Coadyuvar a consolidar al CEAC para que desempeñe sus funciones más eficazmente.	100% y aprobado por el CEAC	350
Estudio comparativo de costos para plantas de maduración rápida	Ofrecer una guía comparativa de costos de inversión, operación y mantenimiento para turbinas de gas del tipo industrial y aeroderivativas con y sin ciclo combinado y para plantas diesel.	100%; aún no se consulta con las empresas eléctricas	64
Estudio comparativo para instalar una planta térmica con participación de dos o más países	Evaluar, de preferencia a nivel de factibilidad, la opción de una planta térmica de carbón o petróleo que sería construida en el mediano plazo con participación de dos o más países.	100%; pendiente de consultarlo a las empresas eléctricas	795
Programa de actividades en planificación eléctrica (PARPE)	Transferir de manera sistemática y eficiente los modelos de planificación eléctrica (OLADE-SUPER) que se están desarrollando como parte del convenio BID-OLADE.	100% y aprobado por las empresas eléctricas	1,240
Programa de adiestramiento sobre ingeniería financiera	Analizar la interacción planificación de la expansión-planificación financiera. Reforzar la capacidad de análisis financieros en las empresas eléctricas y transferir herramientas para evaluar esquemas innovadores de financiamiento, incluyendo la participación privada.	100%; consultado informalmente con las empresas eléctricas. Es necesario enviarles el perfil	
Programa de adiestramiento gerencial	Fortalecer la capacidad de gestión de los ejecutivos de las empresas eléctricas, mediante un programa de cursos y seminarios que abarquen los diversos tópicos que constituyen la función gerencial. Interiorizarlos de la experiencia europea en el manejo pragmático del sistema interconectado.		

Por el lado de la oferta, se considera que las medidas se concentran en las rehabilitaciones de plantas, que con diversos grados de avance, ya están realizando las empresas eléctricas. Asimismo se propone evaluar con profundidad, y de manera comparativa, las tecnologías de generación de maduración rápida; además, y con enfoque integracionista, se propone realizar un estudio para construir una planta térmica, de carbón o petróleo, con participación de dos o más países. Por último, pero no menos importante, se recomienda que las empresas eléctricas aprovechen más eficientemente la interconexión existente, superando los obstáculos que impiden concertar transacciones de energía con agilidad (operación coordinada).

2. Estrategia para el mediano plazo (1996-2000)

Sobre la base del compromiso asumido por los gobiernos para otorgarles autonomía empresarial, las empresas del subsector eléctrico ya se desempeñarían como tales. Asimismo, con el establecimiento de marcos regulatorios y entes sólidamente establecidos, prevalecería un ambiente más claro y seguro para lograr la participación privada y en general una mayor movilización de recursos financieros, incluyendo la propia generación de recursos monetarios al definirse las tarifas con criterios económicos. A nivel de integración regional, las cooperaciones técnicas y los proyectos regionales desarrollados en la etapa de corto plazo ya estarían produciendo resultados, especialmente en lo relativo al refuerzo de la interconexión y de la operación coordinada. Asimismo, se vislumbra que el estudio para instalar una planta térmica de mayor tamaño que las contempladas en los planes de expansión autónomos demostrará la justificación técnica económica para la misma. De esta manera, y si se logra el acuerdo de dos o más países, durante esta etapa entraría en operación dicha planta.

3. Estrategias para el largo plazo (2001-2010)

Dependiendo de los resultados y de los acuerdos que se concreten, en este período estarían iniciando operaciones proyectos eminentemente integracionistas, como grandes plantas (Boruca y otros) y la red de transmisión necesaria (producto del proyecto SIPAC) para movilizar los intercambios de energía y potencia resultantes de dichas centrales. Sobre la base de un proceso de esfuerzo conjunto, en esta etapa la planificación de las adiciones de generación sería estrechamente coordinada para aprovechar de manera más racional los recursos naturales de la

región y a la vez lograr las economías de escala que se obtienen con proyectos mayores. Los beneficios se obtendrían también de la operación óptima global.